

**Ville Rimali**

## **Etäluettavan energiamittaustiedon hyödyntäminen alueellisissa kuormitusennusteissa**

**Sähkötekniikan korkeakoulu**

Diplomityö, joka on jätetty opinnäytteenä tarkastettavaksi  
diplomi-insinöörin tutkintoa varten Espoossa 7.11.2011.

**Työn valvoja:**

Prof. Matti Lehtonen  
Aalto-yliopiston sähkötekniikan korkeakoulu

**Työn ohjaajat:**

TkT Markku Hyvärinen  
Helen Sähköverkko Oy

TkT Pirjo Heine  
Helen Sähköverkko Oy

Tekijä: Ville Rimali		
Työn nimi: Etäluettavan energiamittaustiedon hyödyntäminen alueellisissa kuormitusennusteissa		
Päivämäärä: 7.11.2011	Kieli: suomi	Sivumäärä: 11 +103
Sähkötekniikan laitos		
Professori: Siirtotekniikka, suurjännitetekniikka ja sähköjärjestelmät		Koodi: S-18
Valvoja: Prof. Matti Lehtonen		
Ohjaajat: TkT Markku Hyvärinen, TkT Pirjo Heine		
<p>Valtioneuvoston asetuksen mukaan lähes kaikki Suomen sähkömittarit on vaihdettava tuntimittausta tukeviin etäluettaviin AMR-mittareihin vuoden 2013 loppuun mennessä. Mittarien vaihdon jälkeen verkkoyhtiöiden käytössä on yksittäisten asiakkaiden tuntimittaustiedot, joita voidaan käyttää uusissa sovelluksissa sekä tulevaisuuden sähkön käytön skenaarioissa. Ennusteiden tulee kattaa pitkän aikavälin sähkön kysynnänmuutokset kehittyvässä yhteiskunnassa, koska sähköverkon ja sähköasemien rakennushankkeet kestävät useita vuosia ja niiden pitoaika on vielä pidempi.</p> <p>Tässä diplomityössä AMR-tuntimittaustietoja käytetään pitkän aikavälin sähkönkulutus-skenaarioihin. Kehitettävässä skenaariotyökalussa ennusteiden lähtökohtana on aina tämän hetkinen mitattu sähkökuorma. Kuorma voidaan mallintaa melko tarkasti lineaarisen regressiomallin avulla, jossa käytetään selittävinä tekijöinä ulkolämpötilaa, päivän pituutta ja vuorokauden tyyppiä. Lisäksi erityyppiset asiakkaat voidaan tunnistaa heidän tuntisarjojensa perusteella käyttämällä pääkomponenttianalyysiä (PCA) tai tunnuslukumenetelmää. Tämän jälkeen asiakkaiden lopullisessa ryhmittelyssä voidaan käyttää klusterointia tai raja-arvomenetelmää.</p> <p>Skenaariotyökalussa kuormituskäyriin voidaan yhdistää taustatietoja verkkotietojärjestelmästä, asiakastietojärjestelmästä, kuntarekisteristä, säätilastoista sekä rakennusennusteista. Tietojärjestelmien yhdistäminen mahdollistaa uudentyyppisten analyysien tekemisen. Kuormituskäyriä voidaan päivittää ja niistä erottaa erityisiä kuormia. Sähkönkulutustiedoista voidaan tunnistaa pitkän aikavälin muutostrendejä alueittain tai asiakasryhmittäin. Lisäksi voidaan tutkia, miten kiinteistön rakennusvuosi vaikuttaa sen sähkön ominaiskulutukseen.</p> <p>Työssä on käytetty kuormitusennusteisiin alueellista simulointimenetelmää. Suurimmat muutokset tulevaisuuden sähkön käyttöön aiheutuvat uudisrakentamisesta, uudesta alueellisesta tuotannosta ja sähkön käytöstä sekä sähkön käytön muutoksista. Uudisrakentamisen huomioimisessa käytetään asiakasryhmille yksilöllisiä kerrosneliömetrikohtaisia ominaiskulutuksia (kWh/ke-m<sup>2</sup>) sekä Helsingin alueen rakennusennusteita. Kaikki tulevaisuuden muutokset alueellisessa sähkökuormassa on huomioitu lisäämällä muutokset modulaarisesti nykyisen kuormituksen päälle, mikä mahdollistaa kaiken tyyppisten muutosten huomioimisen tulevien vuosikymmenien aikana.</p> <p>Diplomityössä luotiin manuaalisesti alueelliset kuormitusennusteet aikavälille 2010-2030 kahdelle demonstraatioalueelle Helsingissä: Lauttasaaren ja Pakilan kaupunginosille. Alueiden kehitysenusteet eroavat merkittävästi, mikä näkyi myös selvästi sähkön käytön skenaarioissa. Manuaalinen ennustusprosessi paljasti myös valtaviin tietomäärien ja niiden yhdistämisen haasteet, jotka tulee ottaa huomioon skenaariotyökalun kehityksessä. Tulevassa työkalussa skenaarioihin voidaan käyttää useita eri tietolähteitä ja ulostulona saadaan helposti muokattavia skenaarioita. Ennusteita voidaan tarkastella taulukoina, kaavioina tai ne voidaan havainnollistaa karttapohjalla.</p>		
Avainsanat: AMR, asiakastyypit, asiakastyypin tunnistus, kuormitusanalyysi, kuormitusennuste		

Author: Ville Rimali		
Title: Development of spatial load forecasting utilizing AMR measurements		
Date: 7.11.2011	Language: Finnish	Number of pages: 11 +103
Department of Electrical Engineering		
Professorship: Transmission, High Voltage Engineering and Power Systems		Code: S-18
Supervisor: Prof Matti Lehtonen		
Instructor: PhD Markku Hyvärinen, PhD Pirjo Heine		
<p>At the moment, new AMR (Automatic Meter Reading) smart meter installations are going on in Finland, finishing by the end of 2013. A considerable amount of hourly metered load data is already available and new applications based on these data are being developed when electricity utilities attempt to response demand changes of electricity in the developing society. Because the planning and building of the transmission system and substations may take up to a decade and their lifetime is even longer, the time scales of load scenarios should accordingly cover these needs.</p> <p>In this master's thesis, AMR hourly data are used in spatial long-term scenarios of electricity consumption. In the scenario tool under development, the measured load data serves as a starting point of the scenario. Present spatial load curves can be modeled utilizing linear regression where outside temperature, day length, and day type are used as explanatory variables. Based on hourly measurements of an individual customer, different customer types can be recognized mathematically exploiting key figure method or principal component analysis (PCA). Customer groups can then be obtained using clustering or limiting value method.</p> <p>In the tool, background data from various sources, like the network information system, the customer database, municipality registers, interviews, and the temperature data, is linked to the measured load curves. Using manifold analyses, load curves can then be updated and specific consumption determined. The measured load curves and background data are analysed in order to identify long-term trends in electricity consumption and to study the relationship between a construction year of building and its electricity consumption.</p> <p>A spatial simulation method is applied to create the load forecasts. Main sources for alternation in prospective load curves are the spatial future construction, totally new spatial generations and loads, and the future changes in the use of electricity. In this part, individual nominal consumption per floor area (kWh/FA-m<sup>2</sup>) for each customer group and the spatial future construction of the area are critical input data. All changes are modeled summing specific modules to present load curves and thus it is possible to take into account several possible changes arising in the coming decades.</p> <p>In the master's thesis, spatial load forecasts were created for two different districts of Helsinki: Lauttasaari and Pakila. These areas have considerably different plans regarding future development, which is clearly reflected in the results. The load scenarios covered the years 2010 – 2030. Several challenges in handling large amounts of data and in linking data from different sources were identified by demonstration. Such information is crucial for the scenario tool design. The tool should makes it possible to dynamically vary the input data and give as an output alternative and manifold scenarios. The results should be available spatially as tables and graphs as well as illustrated on map.</p>		
Keywords: AMR, customer type, customer identification, load analysis load scenario		

## Esipuhe

Ensinnäkin haluan kiittää Helen Sähköverkko Oy:tä, että sain tehdä tämän diplomityön poikkeuksellisen aikaisessa vaiheessa opintojani. Työn aihe oli erittäin ajankohtainen ja mielenkiintoinen. Diplomityö toteutettiin osana CLEEN Oy:n koordinoimaa Älykkäät sähköverkot ja energiamarkkinat (Smart Grids and Energy Markets, SGEM) tutkimusohjelmaa. Suuret kiitokset kuuluvat myös TEKES:lle, joka toimii tutkimusohjelman suurimpana rahoittajana.

Osoitan kiitokseni valvojalleni Matti Lehtoselle työn suuntaviivojen antamisessa. Haluan erityisesti kiittää myös ohjaajiani Markku Hyväristä ja Pirjo Heineä ammattitaitoisesta ohjauksesta ja työnteon tukemisesta koko diplomityön tekemisen aikana. Lisäksi ilman Matti Koivistoa merkittävä osa työni matemaattisista ja tilastotieteellisistä analyyseistä olisi jäänyt tekemättä. En tule aivan heti unohtamaan niitä päiviä, jolloin yhdessä ihmettelimme, mistä kaikki asiakkaiden sähkönkulutuksen ihmeellisyydet voisivat johtua.

Kiitos kuuluu myös vanhemmille ja kavereilleni, jotka jaksoivat huolehtia koko projektin ajan, missä välissä ehdin paneutua työn tekemiseen opintojeni ja muun elämän ohella!

Singaporessa, 15.9.2011

Ville Rimali

# Sisällysluettelo

<b>Tiivistelmä .....</b>	<b>ii</b>
<b>Esipuhe.....</b>	<b>iv</b>
<b>Sisällysluettelo .....</b>	<b>v</b>
<b>Symbolit, yksiköt, lyhenteet ja käsitteet .....</b>	<b>vii</b>
<b>1 Johdanto.....</b>	<b>1</b>
<b>2 Helen Sähköverkko Oy ja CLEEN Oy.....</b>	<b>3</b>
<b>3 Kuormitusennusteiden muodostus perinteisillä menetelmillä.....</b>	<b>5</b>
<b>4 Etäluettavan energiantuntimittauksen nykytilanne .....</b>	<b>7</b>
<b>5 Tietolähteet nykyaikaisiin kulutusanalyysihin .....</b>	<b>9</b>
5.1 Etäluettavien sähkömittareiden mittausaineisto .....	9
5.2 Kuntarekisteri .....	13
5.3 Asiakastietojärjestelmä .....	17
5.4 Tulevaisuuden maankäyttösuunnitelma .....	18
5.5 Säätilastot .....	24
<b>6 Tietojen käsittely ja analysointi .....</b>	<b>25</b>
6.1 Tietokantojen väliset rajapinnat .....	25
6.1.1 Kiinteistöjen ja liittymien yhdistäminen.....	25
6.1.2 Muiden tietolähteiden yhdistämien.....	28
6.1.3 Useiden tietojärjestelmien käytön tuomat hyödyt .....	28
6.2 Asiakastyypin automaattinen tunnistus .....	29
6.2.1 Asiakastyypin matemaattinen erottelu .....	30
6.2.1.1 Tunnuslukumenetelmä .....	30
6.2.1.2 Pääkomponenttianalyysi.....	32
6.2.1.3 Kriittisesti valitut tuntilukemat.....	39
6.2.2 Asiakasryhmien muodostaminen.....	39
6.2.2.1 Raja-arvojen määrittäminen .....	40
6.2.2.2 Klusterointi .....	41
6.2.3 Asiakastyypin tunnistuksen haasteet .....	44
6.3 Kerrosneliömetrikohtainen ominaiskulutus .....	46

6.4	Sähkön käytön pitkän ajan muutostrendit .....	50
6.4.1	Rakennusvuoden vaikutus .....	50
6.4.2	Asiakasryhmien ja kaupunginosien kulutuksen kehittyminen.....	52
6.5	Kuormitusmalli .....	55
<b>7</b>	<b>Kuormituksen ennustaminen.....</b>	<b>61</b>
7.1	Yleiset ennustusmenetelmät .....	61
7.2	Sähkökuorman skenaariotyökalun ennustusmenetelmä.....	63
7.2.1	Nykyinen sähkönkäyttö .....	64
7.2.2	Uudisrakentamisen vaikutukset sähkönkäyttöön.....	65
7.2.3	Uusi tuotanto ja sähkön käyttö.....	67
7.2.3.1	Aurinkopaneelit .....	68
7.2.3.2	Sähköautot .....	71
7.2.4	Sähkönkäytön muutokset .....	73
<b>8</b>	<b>Skenaariotyökalun käyttöliittymävaatimukset ja toteutustavat .....</b>	<b>74</b>
<b>9</b>	<b>Demoalueiden kuormitusanalyysit ja ennusteet.....</b>	<b>78</b>
9.1	Lauttasaari .....	79
9.2	Pakila.....	83
<b>10</b>	<b>Yhteenveto ja johtopäätökset.....</b>	<b>88</b>
	<b>Lähteet .....</b>	<b>91</b>
	<b>Liitteet .....</b>	<b>96</b>

# Symbolit, yksiköt, lyhenteet ja käsitteet

## Symbolit

$B_c$	Suora säteilyteho vaakasuoralle pinnalle ( $W/m^2$ )
$dE_{ne}$	Vuorokauden keskimääräinen sähkönkäyttö (kWh)
$dL_{en}$	Päivän pituus (h)
$I_0$	Maan ulkopuolinen säteilynvoimakkuusvakio ( $W/m^2$ )
$KEY_{eleHeat}$	Lämmöntarvetunnusluku
$KEY_{nightEle}$	Yöenergiatunnusluku
$KEY_{Type}$	Asiakastyypitunnusluku
$t$	Ulkolämpötila ( $^{\circ}C$ )
$t_{Ave}$	Vuorokauden keskimääräinen ulkolämpötila ( $^{\circ}C$ )
$T_L(AM2)$	Linke sameus -kerroin
$\gamma_s$	Auringon säteilyn korkeuskulma ( $^{\circ}$ )
$\delta_R(m)$	Rayleighin optinen tiheys
$\varepsilon$	Maan ja auringon välisen etäisyyden korjauskerroin

## Yksiköt

$ke-m^2$	Kerrosneliömetri
$kWh/ke-m^2$	Kilowattituntia per kerrosneliömetri

## Lyhenteet

AMR	Automatic meter reading, Automaattinen mittarinluenta
BKT	Bruttokansantuote
CCSP	Carbon Capture and Storage Program, Hiilidioksidin talteenotto ja varastointi (CLEEN Oy:n tutkimusohjelma)

CLEEN	Cluster for Energy and Environment
CEN	European Committee for Standardization, Euroopan standardisointijärjestö
CENELEC	European Committee for Electrotechnical Standardization, Euroopan sähköalan standardisointijärjestö
EMV	Energiamarkkinavirasto
ERGEG	European Regulators' Group for Electricity and Gas, Euroopan sähkön ja kaasun regulaattorijärjestö
ETSI	European Telecommunications Standards Institute, Euroopan tietoliikennealan standardisointijärjestö
FACTA	Kuntarekisteriohjelmisto (Käytössä Helsingin kaupungissa)
FCEP	Future Combustion Engine Power Plants, Tulevaisuuden polttomoottorivoimalaitokset (CLEEN Oy:n tutkimusohjelma)
HSV	Helen Sähköverkko Oy
MMEA	Measurement, Monitoring and Environmental Efficiency Assessment, Ympäristön mittaus ja monitorointi (CLEEN Oy:n tutkimusohjelma)
PCA	Principal component analysis, Pääkomponenttianalyysi
PNS	Pienin neliösumma
SGEM	Smart Grids and Energy Markets, Älykkäät sähköverkot ja energiamarkkinat (CLEEN Oy:n tutkimusohjelma)
SLY	Suomen Sähkölaitosyhdistys ry
TEKES	Teknologian ja innovaatioiden kehittämiskeskus
VTJ	Verkkotietojärjestelmä
VTJ	Väestötietojärjestelmä
VTT	Valtion teknillinen tutkimuskeskus



## Käsitteet

AMR-mittari	AMR-mittari on uudentyyppinen älykäs sähkömittari. Sen lukemat voidaan lukea etäyhteyden avulla mittaustietojärjestelmään, se voidaan kytkeä päälle tietoliikennetyhteyden välityksellä ja mittarin vähintään yhtä relettä voidaan ohjata etähallinnan kautta.
Asiakastyypin tunnistus	Skenaariotyökalun osa, joka tunnistaa matemaattisesti yksittäisen asiakkaan tai liittymän tyyppin tuntisarjan perusteella.
Asiakastyypitunnusluku	Yksi tunnuslukumenetelmän tunnusluvuihin. Tunnusluku muodostetaan yhdistämällä pyhä- ja lomapäivien tunnusluvut.
Autokorrelaatio	Autokorrelaatio on tilastotieteellinen ilmiö, joka kuvaa havaintojen välistä riippuvuutta niiden aikaeron mukaan. Autokorrelaatiota ilmenee, kun aikasarja ei ole täysin satunnainen, vaan seuraavat havainnot riippuvat jollain tapaa aikaisemmista.
Etäluettava sähkömittari	Kts. AMR-mittari
Faktorianalyysi	Pääkomponenttianalyysin kaltainen tilastotieteellinen menetelmä, jolla voidaan erottaa alkioita toisistaan ennalta määrättyjen tekijöiden pohjalta. Faktorianalyysin eroaa pääkomponenttianalyysistä siten, että tunnistetut alkioryhmät muodostuvat komponenttien (akselien) suuntaisesti.

Klusterointi	Matemaattinen menetelmä, jolla aineiston alkiot pyritään jakamaan ryhmiin (klustereihin) siten, että ryhmien sisäiset alkiot ovat mahdollisimman samanlaiset.
Käyttöpaikka	Piste, josta yksittäinen asiakas on yhdistetty jakeluverkkoon. Tässä pisteessä sijaitsee myös asiakkaan sähkömittari.
Liittymä	Piste, josta yleensä yhden kiinteistön alueen asiakkaat on yhdistetty jakelu- tai keskijänniteverkkoon.
Lomapäivien tunnusluku	Yksi tunnuslukumenetelmän tunnusluvuista. Lasketaan jakamalla lomapäivien keskiarvokulutus työpäivien keskiarvokulutuksella
Lämmitystapatunnusluku	Yksi tunnuslukumenetelmän tunnusluvuista. Lasketaan jakamalla kylmien päivien keskiarvokulutus neutraalien päivien keskiarvokulutuksella
Lämmöntarveluku	Lämmöntarvelukua käytetään poistamaan sähköön kuormituksesta ulkolämpötilan vaikutus. Luku lasketaan tammikuun ja elokuun välissä $17\text{ °C}$ – ulkolämpötila $t$ , kun ulkolämpötila $t$ on alle $10\text{ °C}$ sekä syyskuun ja joulukuun välissä $17\text{ °C}$ – ulkolämpötila $t$ , kun ulkolämpötila $t$ on alle $12\text{ °C}$
Osoitinmuuttuja	Regressiomallissa käytetty muuttuja, jolla voidaan ottaa huomioon jonkin kategorisen ilmiön olemassaolo. Osoitinmuuttujat saavat mallissa vain arvoja 0 ja 1.
Pitoaika	Hankkeiden arvioitu elinikä sen taloudellinen ja tekninen vanhentuminen huomioon ottaen.

Pyhäpäivien tunnusluku	Yksi tunnuslukumenetelmän tunnusluvuista. Lasketaan jakamalla pyhäpäivien keskiarvokulutus työpäivien keskiarvokulutuksella
Pääkomponenttianalyysi	Tilastollinen menetelmä, jossa käytetään ortogonaalista muunnosta muokkaamaan havaintoarvot mahdollisimman vähän keskenään korreloiviksi muuttujiksi eli niin kutsuiksi pääkomponenteiksi. Muunnoksen tavoitteena on korvata alkuperäiset muuttujat mahdollisimman pienellä määrällä uusia keinotekoisia muuttujia, jotka säilyttävät mahdollisimman suuren osan alkuperäisten muuttujien vaihtelusta.
Valkoinen kohina	Täysin satunnaista tilastotieteellistä virhettä mallissa, jota ei voi selittää millään tekijällä.
Yöenergiatunnusluku	Yksi tunnuslukumenetelmän tunnusluvuista. Lasketaan jakamalla yöajan keskiarvokulutus päiväajan keskiarvokulutuksella.
Älykäs sähkömittari	Kts. AMR-mittari

# 1 Johdanto

Sähkö on yksi nyky-yhteiskunnan toiminnan edellytyksistä, jota tulisi olla saatavilla jatkuvasti ja luotettavasti. Viime vuosikymmenien aikana sähkön käyttö on koko ajan kasvanut, eikä kulutuksen tasaantumista ole vielä nähty. Kaupungit ovat kasvaneet ja laajentuneet, jolloin myös alueellinen sähkökuorma on suurentunut. Lisäksi ihmisten hyvinvointi on lisääntynyt, joka näkyy sähkön kulutuksessa. Ilmaston lämpeneminen on ajanut poliitikot tekemään uusia määräyksiä, joilla pyritään rajoittamaan myös sähkön käyttöä. Tulevaisuudessa voi olla siis nähtävissä sähkön käytön vähenemistä tai ainakin sen kasvun hidastumista. Joka tapauksessa sähköverkkoyhtiöiden pitäisi pystyä ennakkoimaan yhteiskunnan kehitys ja varautumaan sähkönkäytön muutoksiin.

Voimalaitosten, voimansiirtolinjojen tai sähköasemien suunnittelu ja rakentaminen kestää normaalisti vuosia tai jopa kokonaisen vuosikymmenen, jos kyseessä on tiheään rakennettu kaupunkialue. Lisäksi laitteistojen pitoajat ovat vuosikymmeniä. Näin ollen sähköyhtiöiden tulisi pystyä ennustamaan sen toimialueen sähkön kysynnän muutoksia pitkällä aikavälillä. Sähköverkon kuormitusennusteissa on haastavinta se, että tulevan kuormituksen ajankohdan lisäksi tulisi pystyä määrittämään myös sen maantieteellinen sijainti.

Suomessa etäluettavat älykkäät sähkömittarit ovat yleistymässä vauhdilla. AMR-mittareiden (Automatic Meter Reading) avulla verkkoyhtiöt saavat jokaisen yksittäisen asiakkaan tunnittaisen sähkönkulutuksen vajaan vuorokauden viiveellä mittauksesta. Uusien mittareiden avulla nykyinen sähkön kuormitus eri verkon osissa tiedetään tarkasti ympäri vuoden. Jatkossa nykyisen kuormituksen mallintaminen perustuu tuntimitattuun tietoon, kun aikaisemmin se arvioitiin vuosienenergioiden ja tyyppikuormituskäyrien avulla.

Tässä työssä mallinnetaan pitkän aikavälin skenaariotyökalu sähköyhtiön alueellisia kuormitusennusteita varten. Tietolähteinä käytetään tuntimitattua sähkön käyttötietoa sekä saatavilla olevaa moninaista taustadataa. Näitä hyödyntäen työn aikana luotiin maanlaajuisesti kuormitusskenaariot kahdelle Helsingin kaupunginosalle: Lauttasaarelle ja

Pakilalle. Sähkön kuormituksen ennustamisen lähtökohtana on aina nykyinen kuormitus, joka saadaan suoraan etäluettavilta mittareilta. Tämän jälkeen nykyinen kulutus pitää analysoida mahdollisimman tarkasti ennusteiden lähtötiedoksi. Tuntimittaukseen siirtyminen mahdollistaa täysin uudenlaiset analyysit olemassa olevaan kulutukseen perustuen. Asiakkaat voidaan luokitella tuntisarjojensa perusteella eri asiakasryhmiin. Lisäksi suhteellisen yksinkertaisten mallien avulla sähkönkulutuksesta löydetään riippuvuuksia päivänpituuteen, ulkolämpötilaan ja vuorokauden pituuteen.

Työssä esitetään myös malleja, miten tuntisarjojen analyysihin voidaan yhdistää taustatietoja verkkotietojärjestelmästä, kuntarekisteristä, asiakastietojärjestelmästä sekä kaupungin rakennusennusteet. Tietojärjestelmien yhdistäminen mahdollistaa esimerkiksi kerrosneliömetrikohtaisten ominaiskulutuksien laskemisen erikseen eri asiakasryhmille. Tämän avulla voidaan mallintaa tarkasti tulevan uudisrakentamisen vaikutus kuormitusskenaarioihin. Tietoja yhdistelemällä voidaan arvioida myös eri vuosikymmeninä rakennettujen kiinteistöjen ominaiskulutuksia sekä arvioida asiakasryhmä- tai kaupungin-osaakohtaisia pitkän aikavälin muutostrendejä.

Mahdollisimman tarkan kuormitusanalyysin perusteella voidaan ennustaa sähkönkulutuksen muutoksia yhteiskunnan muiden muutoksien perusteella. Suurimmat muutokset sähkön kulutukseen tulevaisuudessa aiheuttavat uudisrakentaminen, uusi alueellinen tuotanto ja sähkönkäyttö sekä sähkön käytön muutokset. Työssä on esitelty, miten tällaiset tulevaisuuden muutokset tulisi ottaa huomioon summaamalla modulaarisesti uusien ilmiöiden vaikutuksia nykyisiin kuormituskäyriin. Tällaisia kuormitusta merkitävästi muuttavia tekijöitä tulevaisuudessa ovat muiden muassa lämmitystavan vaihto, lämpöpumppu, sähköauto, aurinkopaneeli, energiatehokkuus sekä kysynnänjousto.

Tässä työssä esitetään ohjeistus siitä, mitä elementtejä tarvitaan nykyaikaiseen sähkönkuormituksen ennustamiseen. Työn jälkeen tällainen ohjelmisto voidaan toteuttaa palvelemaan sähköverkkoyhtiöitä. Työssä käsitellään, mitä lähtötietoja ennusteisiin tarvitaan ja miten taustatiedot voidaan yhdistää tehokkaasti. Aineistona käytetään Helsingin kahden kaupunginosan Lauttasaaren ja Pakilan tuntimittaustietoja ja alueiden taustatietoja, joiden pohjalta analysoidaan alueiden toteutunutta sähkönkäyttöä sekä luodaan alueelliset kuormitusskenaariot.

## 2 Helen Sähköverkko Oy ja CLEEN Oy

Helen Sähköverkko Oy (HSV) on Helen-konserniin kuuluva sähkönsiirto- ja jakeluyritys. Helen Sähköverkko Oy toimii Helsingin kaupungin alueella paikallisena jakeluverkkoyhtiönä. Vuonna 2010 Helsingin sähkön kokonaiskulutus oli 4730 GWh (Helen-konserni 2011). Toiminta-alueella on noin 300 000 kerrostaloasiakasta, 20 000 pientaloasiakasta sekä 20 000 teollisuus- ja palvelusektorin asiakasta. Helen Sähköverkko Oy siirtää myös alueen sähköntuottajien sähkön yhteispohjoismaisille sähkömarkkinoille. Yhtiö on aktiivisesti mukana alan tutkimus- ja kehitystoiminnassa niin kotimaassa kuin kansainvälisestikin.

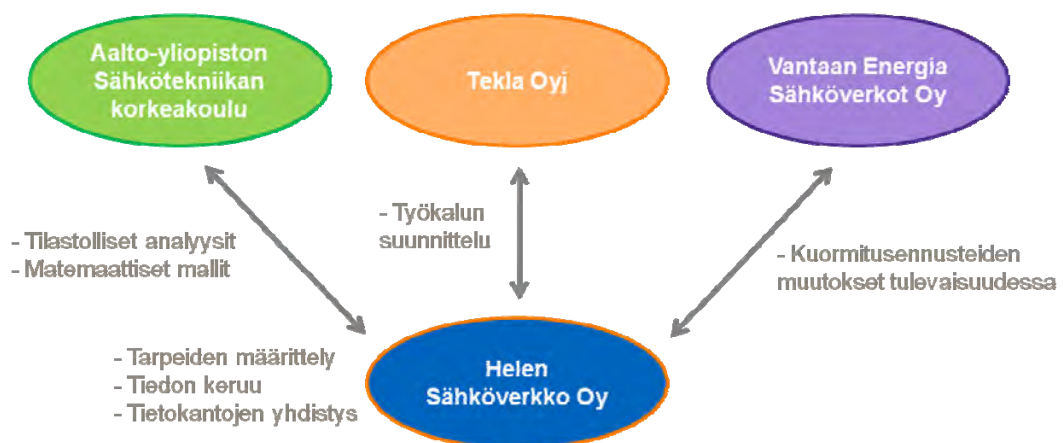
CLEEN Oy on energia- ja ympäristöalan strategisen huippuosaamisen keskittymä, jonka toiminnan lähtökohtana on elinkeinoelämän tarpeista lähtevä tutkimus- ja tuotekehitys. Yrityksen tavoitteena on suomalaisen tutkimuksen kansainvälistyminen ja kansainvälisen kilpailukyvyn kehittyminen. Yrityksen visiona on tehdä vuoteen 2050 mennessä energia- ja ympäristöteollisuudesta Suomen johtava teollisuuden ala, joka on maailmanlaajuisesti merkittävä. Yritys myös pyrkii varmistamaan, että Suomi on matkalla kohti kestävästä yhteiskunnasta, jossa kaikki ympäristö- ja energiatavoitteet on saavutettu tavoiteaikataulussa. CLEEN Oy:n koordinoiman tutkimus- ja tuotekehitystoiminnan suurin rahoittaja on TEKES - teknologian ja innovaatioiden kehittämisskeskus. CLEEN Oy:n toiminta jakautuu tutkimusohjelmiin. Tällä hetkellä on käynnissä neljä ohjelmaa: (CLEEN Oy 2008 ja CLEEN Oy 2011)

- Hiilidioksidin talteenotto ja varastointi  
(Carbon Capture and Storage Program, CCSP)
- Tulevaisuuden polttomoottorivoimalaitokset  
(Future Combustion Engine Power Plants, FCEP)
- Ympäristön mittaus ja monitorointi  
(Measurement, Monitoring and Environmental Efficiency Assessment, MMEA)
- Älykkäät sähköverkot ja energiamarkkinat  
(Smart Grids and Energy Markets, SGEM)

Älykkäät sähköverkot ja energiamarkkinat (SGEM) on yksi CLEEN Oy:n tutkimusohjelmista. Ohjelma on ainakin viisivuotinen ja se käynnistyi vuonna 2009. Se on Suomen laajin älykkäisiin sähköverkkoihin liittyvä tutkimusprojekti, jonka rahoitus on 35 miljoonaa euroa. Rahoituksesta lähes puolet tulee Tekesiltä ja loput tutkimukseen osallistuvilta yrityksiltä ja muilta tahoilta. Tutkimusohjelman tarkoituksena on vauhdittaa älykkäiden sähköverkkojen kehitystä ja luoda strategia siirtymisestä nykyisin käytössä olevasta järjestelmästä uudenlaiseen sähköntoimitusjärjestelmään. (CLEEN Oy 2008) Tutkimusaiheet käsittävät seuraavat viisi tutkimussektoria: älykkäiden sähköverkkojen kannustimet ja skenaariot, tulevaisuuden sähköjakelujärjestelmät, älykäs sähköverkkojen operointi ja hallinta, aktiiviset resurssit sekä energiamarkkinat (Valtari 2011). Tutkimuksen hallinnollinen toteuttaminen on jaettu työpaketteihin (Work Package, WP).

Tämä diplomityö on aloitettu SGEM-ohjelman ensimmäisen rahoitusjakson työpaketissa 1.4.:ssä ja sitä on jatkettu toisen rahoitusjakson tutkimustehtävässä 6.11. Työssä ovat olleet mukana Aalto-yliopiston sähkötekniikan korkeakoulu, Helen Sähköverkko Oy, Vantaan Sähköverkot Oy sekä Tekla Oyj. Työpaketin vastuualueet on esitetty kuvassa 1. Tämän diplomityön tarkoituksena on vastata erääseen työpaketille 1.4. asetettuun tutkimustavoitteeseen: ”Ensimmäisen sukupolven älykkäät sähkömittarit ja kuormitusanalyysit”.

### Smart Grid and Energy Markets (SGEM) – WP 1.4.



**> Alueellinen kuormitusennuste tuntimittauksia hyödyntäen**

Kuva 1. SGEM-tutkimusohjelman WP 1.4:ssä mukana olevat toimijat ja niiden vastuualueet

### 3 Kuormitusennusteiden muodostus perinteisillä menetelmillä

Kuormitusennusteiden lähtökohtana on aina alueen tämän hetkinen sähkönkulutus. Ennusteissa tulee ottaa huomioon olemassa olevan sähkönkuormituksen muuttuminen sekä uusien sähköasiakkaiden ja tuotannon vaikutukset. Ennen etäluentaan siirtymistä yksittäisten asiakkaiden sähkönkulutus voitiin mitata vain vuositasolla, jolloin sähkönkäytön ajallinen vaihtelu täytyi mallintaa matemaattisin menetelmin.

Aikaisemmin yleisin tapa olemassa olevan kuormituksen mallintamiseen olivat indeksisarjat, jotka Suomen Sähkölaitosyhdistys ry (SLY) määritteli yhteistyössä 40 sähköyhtiön kanssa vuonna 1985. Tuolloin sähköasiakkaat jaoteltiin mittausten ja asiakkaista kerätyn taustatiedon perusteella 18 kuluttajaryhmään. Tutkimuksia jatkettiin edelleen ja uudistetut indeksisarjat julkaistiin vuonna 1992, jolloin 46 eri asiakasryhmälle luotiin omat indeksisarjat. Tästä eteenpäin kuormitustutkimuksia on jatkanut pääasiassa Valtion teknillinen tutkimuskeskus (VTT). (Seppälä 1996)

Indeksisarjojen avulla voidaan arvioida tietyn asiakasryhmän asiakkaan keskimääräinen teho ja tehon normaalijakauma halutulle ajanjaksolla aina yksittäisestä tunnista kokonaiseen vuoteen. Indeksisarjat skaalataan yksittäisen asiakkaan vuosikulutuksen perusteella. Indeksisarjat muodostuvat 26 ulkoisesta 2-viikkoindeksistä, joka kuvaa kyseisen 2-viikkojakson keskimääräistä tehoa verrattuna koko vuoden keskiarvoon. Ulkoisen indeksin keskimääräinen teho on määritetty olosuhteissa, joissa ulkolämpötila vastaa pitkäaikaista ulkolämpötilan keskiarvoa. Indeksisarjan sisäinen indeksi kuvaa puolestaan sähkönkäytön ajankohdasta riippuvaa vaihtelua. Se ottaa huomioon, mikä vuorokauden tunti on kyseessä, sekä onko arki-, aatto- vai pyhäpäivä. Tiettyyn asiakasryhmään  $k$  kuuluvan asiakkaan halutun ajankohdan  $i$  tunnin keskiteho  $P_{m,ki}$  voidaan laskea seuraavasti (Kaava 1). (SLY 1992)

$$P_{m,ki} = \frac{W_k}{8736} * \frac{M_{ki}}{100} * \frac{m_{ki}}{100}, \quad (1)$$



missä  $W_k$  on tutkittavan asiakkaan vuosienenergia,  $M_{ki}$  tutkittavan asiakasryhmän ulkoinen 2-viikkoindeksi ja  $m_{ki}$  asiakasryhmän sisäinen tunti-indeksi tutkittavana ajankohtana.

Myös loistehoa voidaan arvioida indeksisarjojen avulla. Asiakasryhmille on määritetty erilliset tehokertoimet, joiden avulla voidaan laskea arvio loistehosta. On myös huomattava, että indeksisarjat kuvaavat keskitehoa, vaikka verkkoyhtiön kannalta kiinnostavin tieto olisi huipputeho. (Huusko 2009)

Sähkökuormituksen ennustamiseen on yleisesti käytetty kolmea erilaista menetelmää: ekonometrista mallinnusta, ekstrapolointia tai simulointia. Ekonometrisessa mallinnuksessa sähkönkulutus yhdistetään johonkin taloudelliseen tunnuslukuun, kuten BKT tai inflaatio. Hyödyntämällä sähkönkulutuksen ja taloudellisen tunnusluvun historiallista riippuvuutta voidaan talouden kehitysnäkymien perusteella ennustaa tulevaisuuden sähkönkulutusta. Koska taloudelliset tunnusluvut määritellään vain laajoille maantieteellisille alueille, ekonometrista sähkönkulutuksen mallintamista voidaan käyttää yleensä vain koko maanlaajuiseen, pitkän aikavälin sähkönkuormituksen ennustamiseen. (Lakervi 1995)

Ekstrapoloinnilla saadaan puolestaan järkeviä ennusteita keskipitkälle aikavälille, noin 1-3 vuodelle eteenpäin. Ekstrapolointi on täysin matemaattinen menetelmä, joka ei ota mitenkään huomioon ennustettavan alueen nykytilaa tai sen reaali maailman kehitystä. Näin ollen menetelmän tarkkuus heikkenee pitempien aikavälien ennustuksissa. (Lakervi 1995)

Simulointimenetelmä on järkevin tapa sähkökuorman ennustamisessa, kun tehdään ennusteita pitkälle aikavälille yli viiden vuoden päähän. Siinä voidaan määritellä asiakasryhmittäin erilaisia kasvuennusteita, joiden perusteella voidaan laskea useampia skenaarioita ja valita näistä realistisin. Simulointimenetelmä on erityisen toimiva alueilla, joilla rakennuskannan tai väestön muutos on lähitulevaisuudessa nopeaa. (Lakervi 1995)

## 4 Etäluettavan energiantuntimittauksen nykytilanne

AMR-mittarit ovat yleistyneet viime aikoina ympäri Eurooppaa. Toiminnan taustalla ovat pääasiassa viranomaisten asettamat vaatimukset ja määräykset. Toistaiseksi ei ole tarkkaa tietoa, ovatko etäluettavat mittarit verkkoyhtiöille kannattava investointi ja mahdollistavatko ne asiakkaiden energiansäästön. Ongelmana on myös, ettei mittareiden ominaisuuksille ole vielä EU:n tasolla määritelty toiminnallisuusvaatimuksia. Tämän takia osa jäsenmaista on laatinut omia määräyksiä mittareiden minimivaatimuksille. (Sarvaranta 2010) EU-tason vaatimuksia odotetaan muiden muassa seuraavista seikoista: mitattavat tiedot, lukutiheys, lähetystiheys sekä mittareiden ohjausmahdollisuudet. Sähkön sisämarkkinadirektiivin perusteella jäsenvaltioiden on varmistettava, että jäsenvaltioissa rakennetaan älykkäitä mittausjärjestelmiä, joiden avulla kuluttajat voivat aktiivisesti osallistua sähkömarkkinoille. Jäsenvaltioiden on tehtävä arvio etäluettavaan sähkömittaukseen siirtymisestä syyskuuhun 2012 mennessä. Arviossa ne myös esittävät seuraavan 10 vuoden suunnitelman älykkäiden mittausjärjestelmien käyttöönotolle. Jos älykkäät mittausjärjestelmät nähdään arvioinnin perusteella EU-tasolla myönteisinä ja hyödyllisinä, on vähintään 80 prosentilla kuluttajista oltava käytössä älykäs sähkömittari vuoteen 2020 mennessä. (2009/72/EY)

Älykkäiden mittausjärjestelmien standardoinnin puutteen ja yhtenäisyshaasteiden johdosta Euroopan komissio antoi vuonna 2009 M/441 toimeksiannon CEN:lle, CENELEC:lle ja ETSI:lle luoda standardi älykkäille sähkö-, vesi-, lämpö- ja kaasumittareille. Tavoitteena on luoda eurooppalainen standardi, joka tukee turvallista kaksisuuntaista tiedonvälitystä sekä kehittyneitä tiedonhallinta- ja ohjausjärjestelmiä. Standardin tulee sisältää harmonisoituja ratkaisuja yhteensopiville lisätoiminnallisuuksille ja sen on tarvittaessa pystyttävä käyttämään avoimen arkkitehtuurin tiedonvälitysprotokollia. Kehitettävän standardin täytyy olla suoritusperusteinen ja sallia innovaatioita protokollissa. (M/441) Standardointityöryhmä on esittänyt 16 eri suositusta sähkömittausdirektiiviin, joka sisältää muiden muassa seuraavia toiminnallisuuksia (ERGEG 2010):

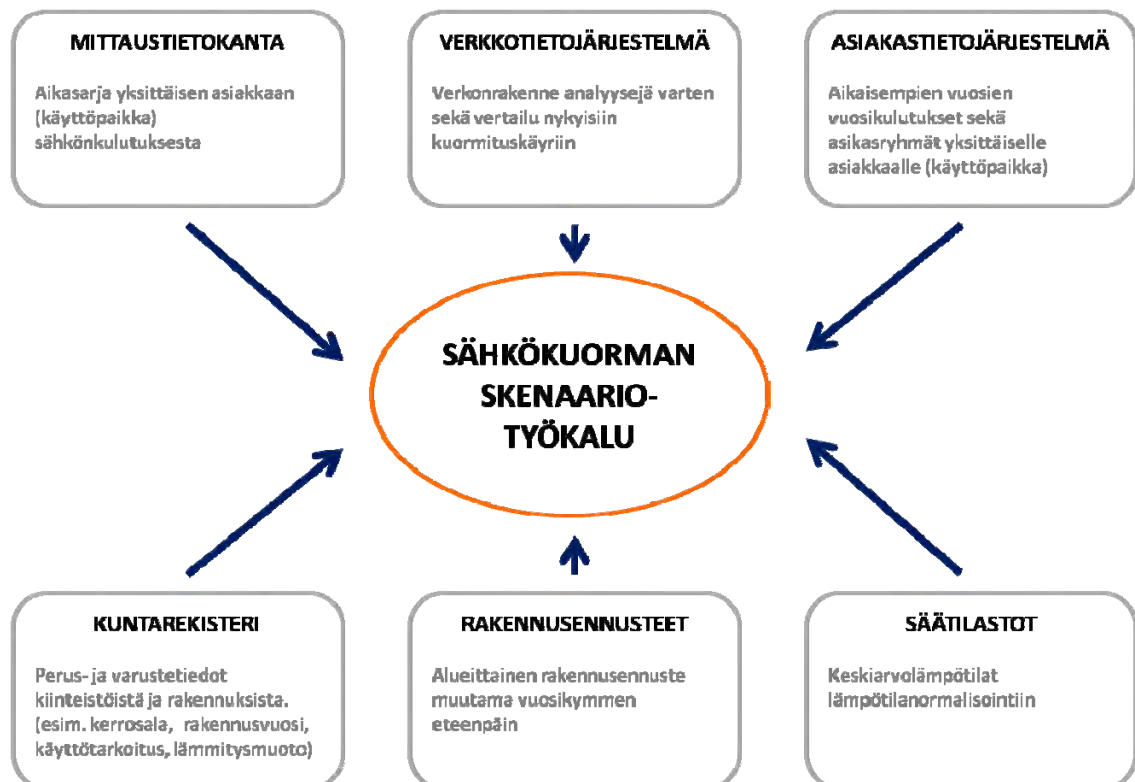
- käytetyn ja tuotetun sähkön etäluenta
- todelliseen kulutukseen perustuva laskutus
- kaksisuuntainen kommunikaatioväylä
- kuormanohjaus etänä
- mittarien päivittäminen ja ohjaaminen etänä
- liitäntämahdollisuus kotiautomaatioon
- Internet-pohjainen seuranta sähkön kulutuksesta ja tuotannosta

Suomi on yksi Euroopan edelläkävijämaista etäluettavaan sähkönmittaukseen siirtymisessä. Suomessa aikataulun etäluettavaan sähkönmittaukseen siirtymisestä ja mittareilta vaadittavista ominaisuuksista määrää valtioneuvoston helmikuussa 2009 antama asetus sähköntoimitusten selvityksestä ja mittauksesta. Lähtökohtana on tuntimittausvelvoite, jonka perusteella etäluettavien sähkömittareiden on kyettävä tallentamaan asiakkaan tunnitainen sähkönkäytön keskiteho. Mittaus on tehtävä kerran tunnissa ja mittaustiedot on siirrettävä mittaustietokantaan kerran päivässä. Asiakkaalla täytyy olla myös mahdollisuus saada käyttöönsä reaaliaikainen sähkönmittauslaitteisto lisämaksua vastaan. Asetuksen mukaan vuoden 2013 loppuun mennessä etäluettavan sähkönmittauksen on katettava 80 % asiakaskunnasta. (Valtioneuvosto 2009) Useat siirtoyhtiöt pyrkivät siirtymään täydelliseen etäluentaan, koska vanhan manuaalisen mittarinluenta-prosessin ylläpito uuden rinnalla on tehotonta ja kallista.

Energiamarkkinaviraston (EMV) tammikuussa 2010 teettämän kyselyn mukaan Suomessa 17 % sähköverkkoyhtiöistä on asentanut etäluettavat sähkömittarit vähintään 80 %:lle toimialueensa asiakkaista. Toisaalta kyselyn mukaan 42 prosenttia verkkoyhtiöistä ei ole vielä tehnyt hankintapäätöstä etäluettavasta sähkönmittausjärjestelmästä. (Sarvaranta 2010) Tietojen perusteella Helen Sähköverkko Oy on edellä keskimääräistä verkkoyhtiötä etämittaukseen siirtymisessä, koska kaikki Helsingin kantakaupungin asiakkaat käyttävät jo etäluettavaa sähkömittaria. Lisäksi kaikki Helsingin sähköasiakkaat tulevat olemaan etäluennan piirissä vuoden 2012 loppuun mennessä.

## 5 Tietolähteet nykyaikaisiin kulutusanalyysihin

Ennen tuntimittaukseen siirtymistä kuormitusennusteisiin voitiin käyttää rajallisesti eri tietolähteitä. Ennusteet tehtiin pääasiassa luomalla erilaisia skenaarioita asiakkaiden lämpötilakorjatun vuosienergian ja tyyppikäyrien pohjalta. Rakennusennusteita hyödynnettiin arvioimalla niiden oletettu sähkönkulutus. Nykyaikaisten sähkönkuormitusanalyysien ja -ennusteiden luominen vaatii monenlaista taustatietoa. Mahdollisimman realistisen kuormitusmallin tekemiseen tarvitaan lähtötietoina kuntarekisteriä, asiakastietojärjestelmää, tulevaisuuden maankäyttösuunnitelmaa sekä säätilastoja (Kuva 2).

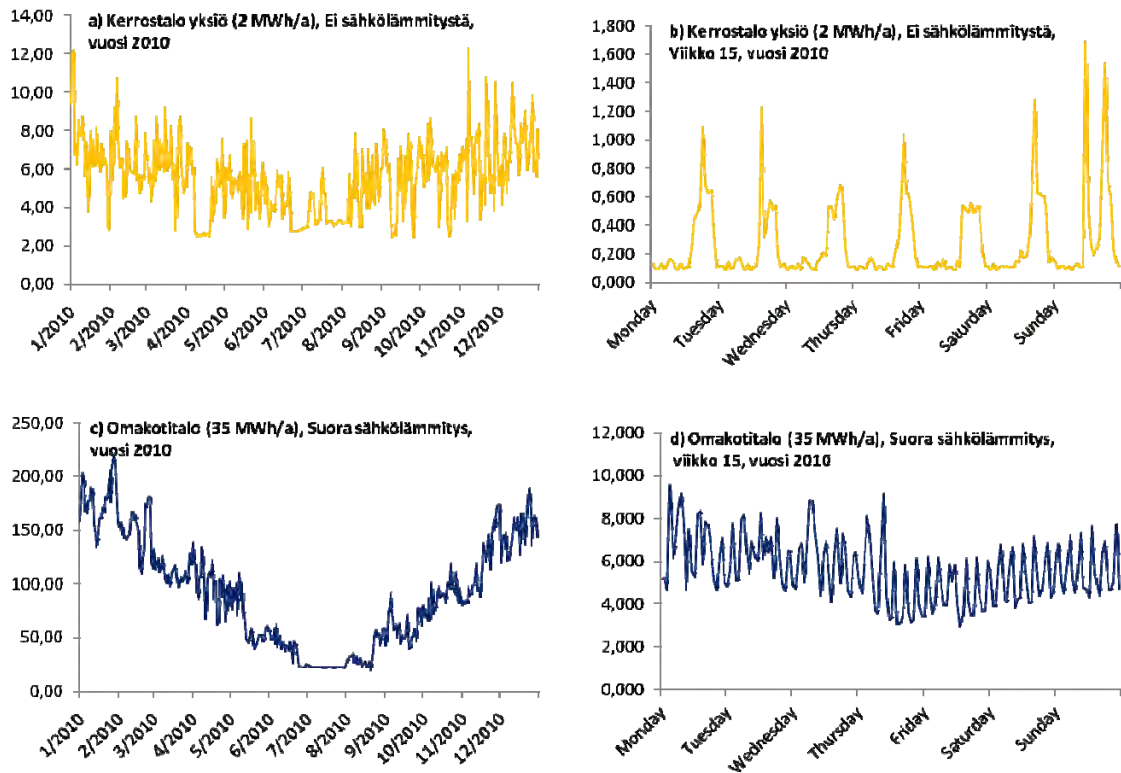


Kuva 2. Nykyaikaisen sähkökuorman skenaariotyökalun tiedonlähteet

### 5.1 Etäluettavien sähkömittareiden mittausaineisto

Aikaisemmin sähkömittareilta saatiin asiakaskohtainen lukema vain noin kerran vuodessa, kun mittari käytiin lukemassa manuaalisesti paikan päällä. Merkittävin ero etäluettavaan tuntimittaukseen siirryttäessä on se, että jokaiselta asiakkaalta saadaan nyt

8 760 mittarilukemaa vuodessa ja yksittäiset tuntilukemat saadaan analysoitavaksi noin päivän viiveellä. Jokainen yksittäinen lukema kuvaa asiakkaan yhden tunnin aikana käyttämää sähköenergiaa eli toisaalta sähkön käytön tunnittaista keskitehoa (Kuva 3).



Kuva 3. Esimerkkejä AMR tuntisarjoista kerrostalo- ja omakotitaloasiakkaalta

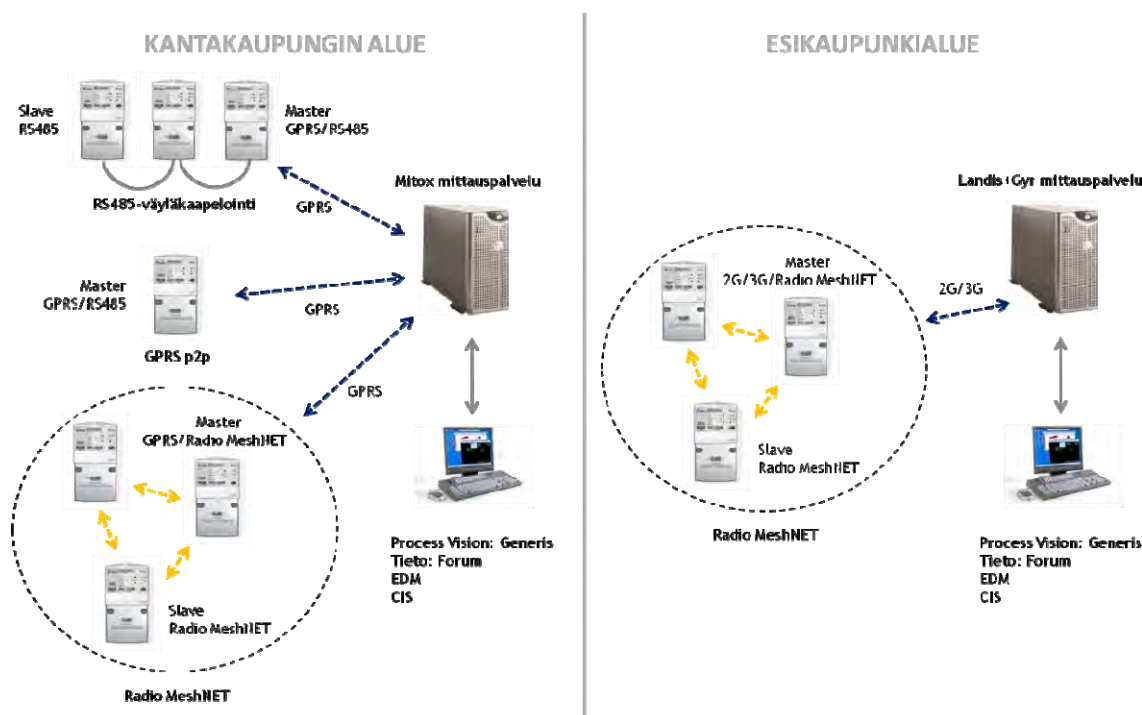
Verkkoyhtiölle sähkönkäytön tuntimittaus mahdollistaa tarkempien kuormitusennusteiden tekemisen. Aiemmin asiakkaiden kulutuskäyrät mallinnettiin skaalaamalla asiakastyypikohtaiset indeksisarjat asiakkaan käyttämällä vuosienenergialla (Seppälä 1996). Tuntimittaukseen siirtymisen jälkeen kuormituskäyriä voidaan mallintaa todellisten asiakaskohtaisten tuntisarjojen pohjalta. Yksittäisten asiakkaiden tuntisarjoja voidaan myös tutkia ja muokata useilla eri tavoilla. Niitä voidaan lisäksi analysoida lajittelemalla tai suodattamalla tuntisarjoja seuraavin perustein:

- Erilaiset alueet:
  - maantieteelliset alueet: kadut, korttelit, kaupunginosat tai koko kaupunki
  - sähköverkon osat: käyttöpaikka, liittymä, jakokaappi, pienjännitelähtö, muuntamo, keskijännitelähtö, muuntaja, sähköasema

- Eripituiset ajanjaksot ja lukematiheydet:
  - vuosianalyysit sisältäen yksittäisien tuntien arvot tai päiväkeskiarvot
  - viikko- tai kuukausianalyysit tuntikeskiarvoilla
  - vertailevat analyysit: kesä / talvi, päivä / yö, arkipäivä / pyhäpäivä, huippukuorma / minimikuorma
- Erilaiset asiakastyypit

Helen Sähköverkko Oy on käynnistänyt Suomen muiden verkkoyhtiöiden tavoin projektin asetuksen mukaiseen tuntimittaukseen siirtymisestä. Helen Sähköverkko Oy:n 350 000 asiakkaan mittarinvaihdon investointipäätös sekä asennukset on jaettu kahteen vaiheeseen. Ensimmäinen vaihe saatiin päätökseen vuonna 2010. Siinä vaihdettiin kaikki kantakaupungin 120 000 sähkömittaria. Toisessa vaiheessa kaikki esikaupunki-alueiden 190 000 sähkömittaria uusitaan vuoden 2012 loppuun mennessä. Suurien asiakkaiden ja tiettyjen pilottialueiden mittarit on siirretty tuntimittaukseen jo aiemmin.

Helen Sähköverkko Oy:n toiminta-alueella Mitox Oy hoitaa sähkömittareiden luenta-palvelun ja omaisuudenhallinnan. Mitox Oy on asiantuntija ja palveluntarjoaja sähkön mittausratkaisuissa ja se on osa Helen-konsernia. Mittaustiedot siirretään kerran päivässä kaikilta etäluettavilta mittareilta mobiiliverkon välityksellä mittaustietokantaan. Etäluennan teknisessä toteutuksessa on eroa Helsingin kantakaupungin ja esikaupunki-alueen välillä (Kuva 4). Kantakaupungin mittarit ovat Aidonin valmistamia ja niiden asennuksesta vastasi Eltel, kun taas esikaupunki-alueen kokonaistoimittaja oli Landis+Gyr. Kantakaupungin alueella slave-mittarit kommunikoivat master-mittareiden kanssa joko RS-485 väyläkaapeloinnin tai langattoman Radio MeshNET-lähiverkon välityksellä. Kantakaupungissa Master-mittarit välittävät sekä omat että slave-mittareiden lukemat mittaustietokantaan GPRS-datansiirtoteknologiaa käyttäen. Esikaupungin alueella slave- ja master-mittareiden välinen tiedonvälitys tapahtuu ainoastaan Radio MeshNET-lähiverkon välityksellä. Master-mittareiden ja Landis+Gyr mittaustietojärjestelmän välillä esikaupungissa käytetään 2G- tai 3G-siirtoteknologioita. Mittari-valmistajakohtaisista tietojärjestelmistä tuntisarjat siirretään rajapintojen kautta Generis-ohjelmiston mittaustietokantaan.



Kuva 4. Etäluennan tekninen toteutus Helsingin kantakaupungin ja esikaupungin alueilla

Generis on yksi Process Visions Oy:n ohjelmista ja se on suunniteltu energian käyttö-tietojen hallinnointiin ja säilyttämiseen. Ohjelmassa voidaan tarkastella jokaisen yksit-täisen käyttöpaikan eli asiakkaan AMR-lukemista muodostettua aikasarjaa. Aikasarjoja voidaan hakea ohjelmassa käyttöpaikan, mittarinumeron tai osoitteen perusteella. Oh-jelma sisältää muiden muassa seuraavat ominaisuudet: tuntisarjan graafisen esityksen halutulta aikajaksolta ja asiakasryhmältä, Excel-ulosviennin sekä summasarjat halutuista käyttöpaikoista seuraavin kriteerein: sijainti, sähköverkon osa ja käyttöpaikan jännite.

Demovaiheessa Lauttasaaren ja Pakilan demoalueiden kaikkien asiakkaiden tuntisarjat siirrettiin Generis-järjestelmästä Excelliin tuntisarjojen muokkausta varten. Siellä tunti-sarjat muokattiin sellaiseen muotoon, että niille voitiin tehdä matemaattisia analyysejä (Kuva 5).

```

2253674;20.01.2011;0.120;0.120;0.110;0.100;0.310;0.240;0.120;0.110;0.100;0.100;0.130;0.090;0.100;0.120;0.110;0.200;0.210;0.750;0.330;0.340;0.350;0.340;0.300;0.140
2253674;21.01.2011;0.110;0.090;0.120;0.090;0.310;0.220;0.120;0.100;0.110;0.090;0.100;0.110;0.110;0.080;0.110;0.110;0.270;0.140;0.260;0.330;0.290;0.300;0.310;0.230
2253674;22.01.2011;0.180;0.220;0.110;0.110;0.250;0.140;0.090;0.220;0.140;0.120;0.110;0.230;0.140;0.160;0.190;0.090;0.110;3.830;5.700;3.840;0.320;0.310;0.270;0.280
2253674;23.01.2011;0.180;0.100;0.110;0.090;0.090;0.090;0.100;0.110;0.310;0.200;0.120;0.290;1.150;0.780;0.940;0.440;0.390;0.760;0.270;0.880;0.390;0.340;0.260;0.150
2253674;24.01.2011;0.100;0.100;0.100;0.090;0.330;0.240;0.110;0.080;0.100;0.100;0.100;0.080;0.120;0.080;0.100;0.090;0.240;0.140;0.220;0.280;0.290;0.280;0.260;0.180
2253674;25.01.2011;0.090;0.110;0.080;0.100;0.290;0.230;0.100;0.100;0.080;0.090;0.100;0.100;0.090;0.080;0.110;0.090;0.270;0.190;0.220;0.340;0.380;0.360;0.330;0.240
2253674;26.01.2011;0.120;0.090;0.090;0.090;0.320;0.230;0.100;0.080;0.090;0.120;0.080;0.100;0.080;0.120;0.080;0.180;0.120;0.220;0.140;0.260;0.270;0.360;0.330;0.150
2253674;27.01.2011;0.090;0.100;0.110;0.080;0.300;0.210;0.110;0.090;0.090;0.120;0.070;0.100;0.100;0.100;0.160;0.150;0.680;0.410;0.320;0.350;0.320;0.290;0.260
2253674;28.01.2011;0.140;0.080;0.100;0.080;0.330;0.220;0.090;0.080;0.090;0.110;0.080;0.100;0.080;0.120;0.080;0.180;0.330;0.190;0.250;0.290;0.340;0.350;0.320;0.280
2253674;29.01.2011;0.300;0.100;0.090;0.080;0.100;0.100;0.090;0.140;0.280;0.210;0.000;0.000;0.240;0.350;0.230;0.190;0.290;0.270;6.170;5.110;2.510;0.410;0.340;0.300
2253674;30.01.2011;
2253674;31.01.2011;

```

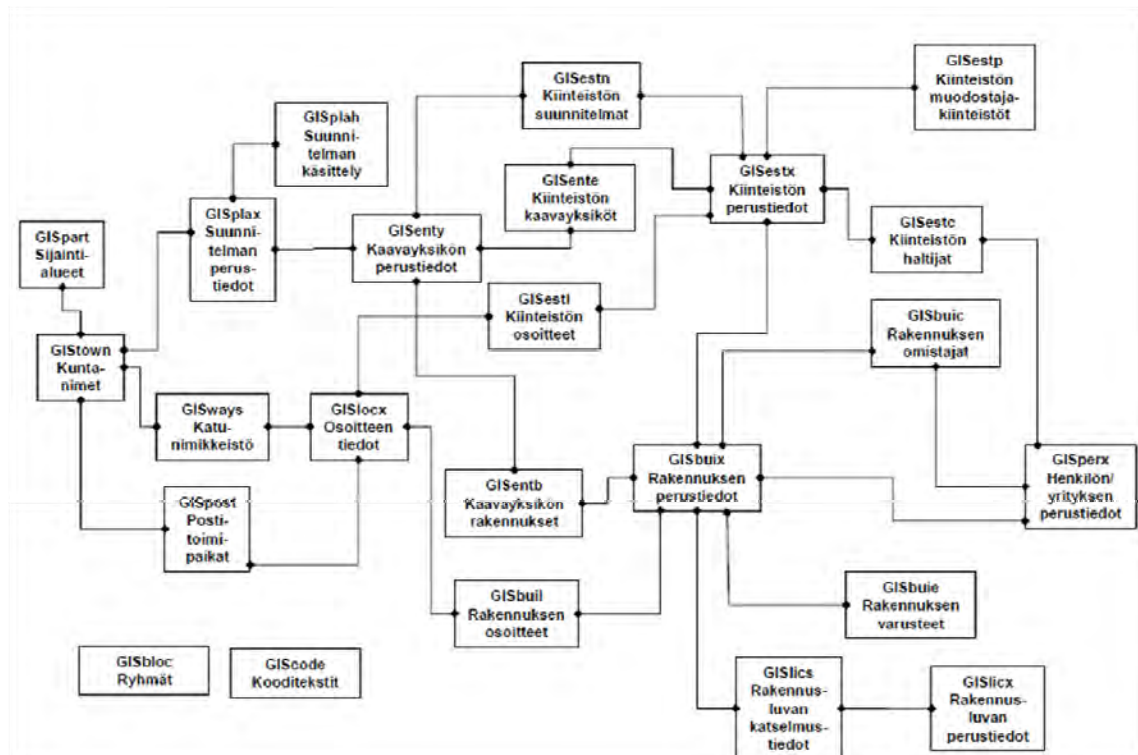
Kuva 5. Tiedostoformaatti, jossa AMR-tuntisarjat voidaan syöttää asiakastyypitunnistukseen

## 5.2 Kuntarekisteri

Perinteisissä kuormitusennusteissa käytettiin hyödyksi verkkoyhtiöiden omaa historiallista aineistoa asiakkaiden sähkön kulutuksesta. Itse kuormitusennusteet luotiin simuloimalla mahdollisia vaihtoehtoja ja arvioimalla kasvutrendejä. Myös joitain ulkoisia tietoja hyödynnettiin ennusteiden tarkentamiseksi, kuten tulevaisuuden maankäyttösuunnitelmia. Nykyaikaisissa sähkönkulutusennusteissa voidaan hyödyntää myös kuntarekisterin tarjoamia rakennuskannan ominaispiirteitä sekä sosioekonomisia tietoja. Suurimpana haasteena on sähkönkulutustietojen kohdentaminen oikeille rakennuksille, koska niitä ei yhdistä mikään yksiselitteisesti. Kuntarekisterin hyödyntäminen kuormitusennusteissa parantaa ja tarkentaa merkittävästi skenaarioita tulevasta sähkön käytöstä.

Kunnilla on yleensä käytössä kuntarekisteri, joka sisältää tietoja valtion perusrekisteristä sekä niitä täydentäviä ja tarkentavia tietoja. Valtion perusrekisterin merkittävimmät ylläpitäjät ovat Väestörekisterikeskus, Maanmittauslaitos, Tilastokeskus, Oikeusministeriö, Verohallitus sekä Patentti- ja rekisterihallitus (Arponen 2004). Kuntarekisteriä hyödynnetään kunnan omassa käytössä ja samalla ylläpidetään ja päivitetään valtion perusrekisterin tietoja. Kuntarekisteri sisältää muiden muassa seuraavat rekisterit: kiinteistörekisteri, kaavarekisteri, rakennusrekisteri, osoiterekisteri, väestörekisteri ja suunnitelmarekisteri. Kuntarekisterin sisältämät rekisterit ovat yhteydessä toisiinsa ja ne sisältävät myös yhteyden karttakohteisiin koordinaattien perusteella (Kuva 6).





Kuva 6. Esimerkki kuntarekisterin sisältämistä rekistereistä ja niiden välisistä yhteyksistä (Lähde: Helsingin kaupunki)

### Kiinteistörekisteri

Suomessa kiinteistö on itsenäinen maanomistusyksikkö, joka on merkitty valtakunnalliseen kiinteistörekisteriin. Tämä sisältää lain edellyttämät tiedot kiinteistöistä ja niiden määräaloista. Jokainen kiinteistö on yksilöity kiinteistötunnuksella. Kiinteistörekisteri sisältää erillisinä kiinteistöinä kaikki tilat ja tontit, yleiset alueet, valtion metsämaat, luonnonsuojelualueet, lunastuksen perusteella erotetut alueet sekä vesialueet. Valtakunnallista kiinteistörekisteriä ylläpitää 86 kuntaa ja 13 maanmittaustoimistoa. Kokonaisuutena rekisteristä vastaa Maanmittauslaitos. Kiinteistörekisteri on julkinen ja jokaisella on oikeus saada siitä tietoja. (Malmi 2004)

Kiinteistötiedot ovat kuntarekisterin perustana. Rakennukset on kiinnitetty kiinteistöihin samoin kuin rakennusluvut sekä uudishankkeet. Kaupunkien osoitteisto on myös tehty kiinteistörajojen pohjalta. Väestö on sijoitettu eri kiinteistöihin ja kotipaikkatunnuksien perusteella rakennuksiin. Ne puolestaan määräävät erilaiset aluejaot, kuten koulupiirit, äänestysalueet, tilastoalueet ja terveydenhuollon. (Räty 2008)

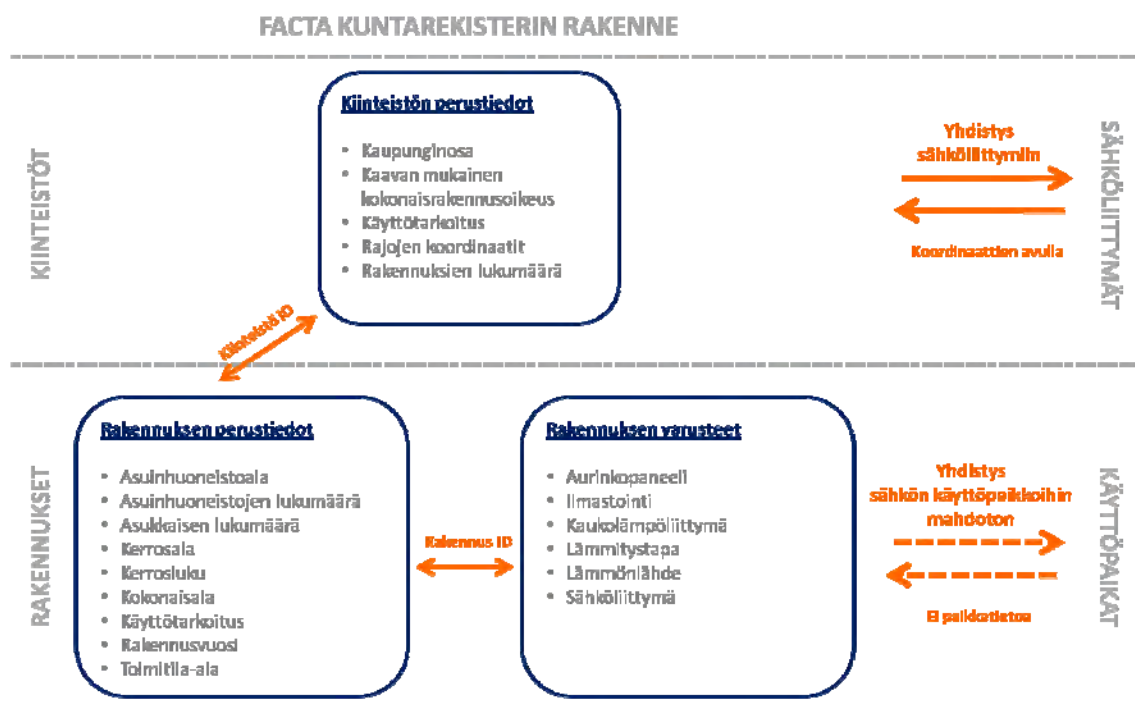
### *Rakennus- ja huoneistorekisteri*

Rakennus- ja huoneistorekisterin perusyksikkönä on rakennus. Rakennuksille on määritetty rakennustunnus, jonka alkuosa on sama kuin rakennuksen sijaintikiinteistön kiinteistötunnus. Rakennus- ja huoneistorekisteri on osa väestötietojärjestelmää (VTJ), jota Väestörekisterikeskus ylläpitää. Rakennustietoja tarkistetaan tiiviissä yhteistyössä kuntien maistraattien ja rakennusvalvontaviranomaisten sekä kiinteistörekisteriviranomaisten kanssa. (Korhonen 2007) Rakennusrekisteri sisältää muiden muassa seuraavat tiedot: rakennustunnuksen, rakennusluvan, rakennuksen osoitteen, koordinaatit, käyttötarkoituksen, kerroslukumäärän, pinta-alan, tilavuuden, rakennuksen varustetiedot (sauna, ilmastointi, aurinkopaneeli, jne.) sekä verkostoliittymätiedot. Huoneistorekisteriin puolestaan sisältyy huoneistotunnus, huoneluku, pinta-ala ja varustetietoja (suihku, wc, parveke, lämmin vesi, jne.).

Kaupunkien kiinteistörekisterien ylläpitäjillä on velvollisuus ilmoittaa väestötietojärjestelmään uudet ja muuttuneet rakennustunnukset. Noin 250 kunnan alueella tästä velvollisuudesta vastaavat maanmittaustoimistot. (Maanmittauslaitos) Ennen vuotta 1980 valmistuneiden rakennuksien tiedot kerättiin väestö- ja asuntolaskennoissa, joissa kerättiin vähemmän ominaisuustietoja kuin mitä nykyisissä rakennushankeilmoituksissa. Siksi vanhempien rakennuksien tiedot voivat olla suppeampia. Väestörekisterikeskuksen väestötietojärjestelmän lisäksi valtakunnallisia rakennustietoja sisältäviä rekistereitä ovat kiinteistöverorekisteri ja Maanmittauslaitoksen maastotietokanta (Ahlfors 2008).

Helsingin kaupungilla on käytössä Facta-kuntarekisteri, jota kaupungin virkamiehet päivittävät jatkuvasti. Kuntarekisteri on suunniteltu kaupungin sisäiseen käyttöön, mutta sen käyttömahdollisuus on myös kaupungin liikelaitoksille, kuten Helen Sähköverkko Oy:llä. Kuntarekisteri sisältää tietoja alueen kiinteistöistä, rakennuksista, niiden omistajista ja asukkaista sekä tulevaisuuden maankäyttösuunnitelmista. Kuormitusennusteissa parhaiten hyödynnettävät kuntarekisterin tiedot ovat rakennukset ja kiinteistöt (Kuva 7). Kiinteistöistä rekisteri tarjoaa esimerkiksi seuraavia tietoja: kiinteistöjen rajojen kulma-koordinaatit, kaavoitetun rakennusoikeiden, kiinteistön käyttötarkoituksen sekä siihen kuuluvien rakennuksien lukumäärän ja niiden kokonaisalan. Kuormitusennusteiden kannalta olennaisimmat tiedot rakennustasolla on tallennettu kahteen erilliseen tauluun:

rakennusten perustiedot ja rakennusten varusteet. Rakennuksen perustiedot -taulu sisältää tiedot rakennuksen kokonaisalasta, kerrosalasta, toimistoalasta, asuinhuoneistoalasta, kerrosten lukumäärästä, rakennusvuodesta, rakennuksen käyttötarkoituksesta, huoneistojen lukumäärästä ja asukasmäärästä. Rakennusten varusteet -taulu sisältää puolestaan rakennuksen ominaispiirteitä, kuten lämmitystavan, lämmityksen lähteen, ilmastoinnin tai aurinkopaneelien käytön. Rakennusten varustetiedoista on erityisesti hyötyä arvioitaessa, kuinka hyvin matemaattinen asiakastyypin tunnistus sähkönkäytön tuntisarjan perusteella erottaa eri asiakastyypit.



Kuva 7. Facta-kuntarekisterin skenaariotyökalun kannalta hyödylliset taulut ja niiden yhdistäminen verkkotietojärjestelmän tietoihin

Kuntarekisterin käytössä on kuitenkin huomioitava, että osa sen tiedoista on vanhentunut, virheellistä tai puuttuu kokonaan. Haastavinta on se, ettei missään ole tietoa siitä, mihin arvoihin voi luottaa ja mihin ei. Tietojen kattavuuden välillä on myös merkittäviä eroja. Erityisesti rakennusten varusteet -taulusta puuttuu suurin osa tiedoista. Kuntarekisteriä ylläpitävässä Helsingin kaupungin yksikössä on käynnissä projekti, jonka avulla kuntarekisterin tietojen kattavuutta ja luotettavuutta pyritään parantamaan.

Kuntarekisterin kiinteistö voidaan yhdistää verkkotietojärjestelmän liittymiin ja AMR-tuntisarjoihin myös koordinaattien avulla (Luku 6.1). Useimmissa tapauksissa yksittäisen kiinteistön sähkö syötetään yhden liittymäpisteen kautta ja näin niiden tiedot ovat yhdistettävissä ja rinnastettavissa toisiinsa. Kiinteistöt on tarkin taso, millä kuntarekisteri voidaan yhdistää järkevästi sähkönkulutustietoihin. Sähkönkulutuksen käyttöpaikkoja ei voida yhdistää kuntarekisterin rakennuksiin, koska käyttöpaikoille ei ole saatavilla koordinaattitietoa ja osoitteen perusteella tehtävä yhdistys on liian virhealtis ja monimutkainen. Jotkut kuntarekisterin tiedoista ovat saatavilla vain rakennustasolla, mutta niitä voidaan käyttää kiinteistötasolla summaamalla ne (pinta-alat, asukasmäärät, huoneistojen lukumäärät, jne.), ottamalla huomioon eniten esiintyvä vaihtoehto (lämmitystapa, käyttötarkoitus, jne.) tai laskemalla keskiarvo (rakennuksen valmistumisvuosi, jne.).

Kuntarekisteriin on tallennettu myös käyttämätön rakennusoikeus, mutta sen käyttö on haasteellista sähkön käytön skenaariotyökalussa. Tieto on tallennettu kaavayksiköittäin. Kaavayksiköiden- ja kiinteistöjen rajat ovat eriäviä, jolloin niitä ei voida luotettavasti yhdistää mitenkään toisiinsa. Näin ollen yksittäisille kiinteistöille ei voida määrittää käyttämätöntä rakennusoikeutta. Tietoa voidaan kuitenkin hyödyntää tarkasteltaessa suurempia alueita, kuten esimerkiksi kaupunginosia. Silloin koko alueen raja-alueiden kiinteistöjen ja kaavayksiköiden rajojen eroavuudet eivät aiheuta merkittävää virhettä koko alueen käyttämättömään rakennusoikeuteen. Kaavayksikkökohtainen käyttämättömän rakennusoikeuden tarkastelu esimerkiksi karttapohjalla mahdollistaa suurpiirteisen analysoinnin, millä alueilla on eniten jäljellä rakennusoikeutta. Tiedon pohjalta voidaan arvioida sähkön kulutuksen kasvupotentiaalia.

### **5.3 Asiakastietojärjestelmä**

Helen Sähköverkko Oy:ssä on käytössä Tieto Oyj:n toteuttama Forum-asiakastietojärjestelmä. Asiakastietojärjestelmää käytetään liittymissopimuksiin ja laskutukseen. Alueellisen sähkönkäytön ennustetyökalussa asiakastietojärjestelmää voidaan hyödyntää kahdella eri tavalla. Asiakastietojärjestelmään on tallennettu vähintään kymmenen edellisen vuoden käyttöpaikkakohtaiset sähkön vuosikulutukset. Jos asiakkaalla on

kaksoistariffimittaus, on järjestelmään tallennettu erikseen päivä- ja yölukemat. Vuositaisen ulkolämpötilakorjauksen jälkeen luvuista voidaan etsiä Helsingin yleisiä, alueellisia tai asiakastyypikohtaisia sähkönkulutuksen muutostrendejä.

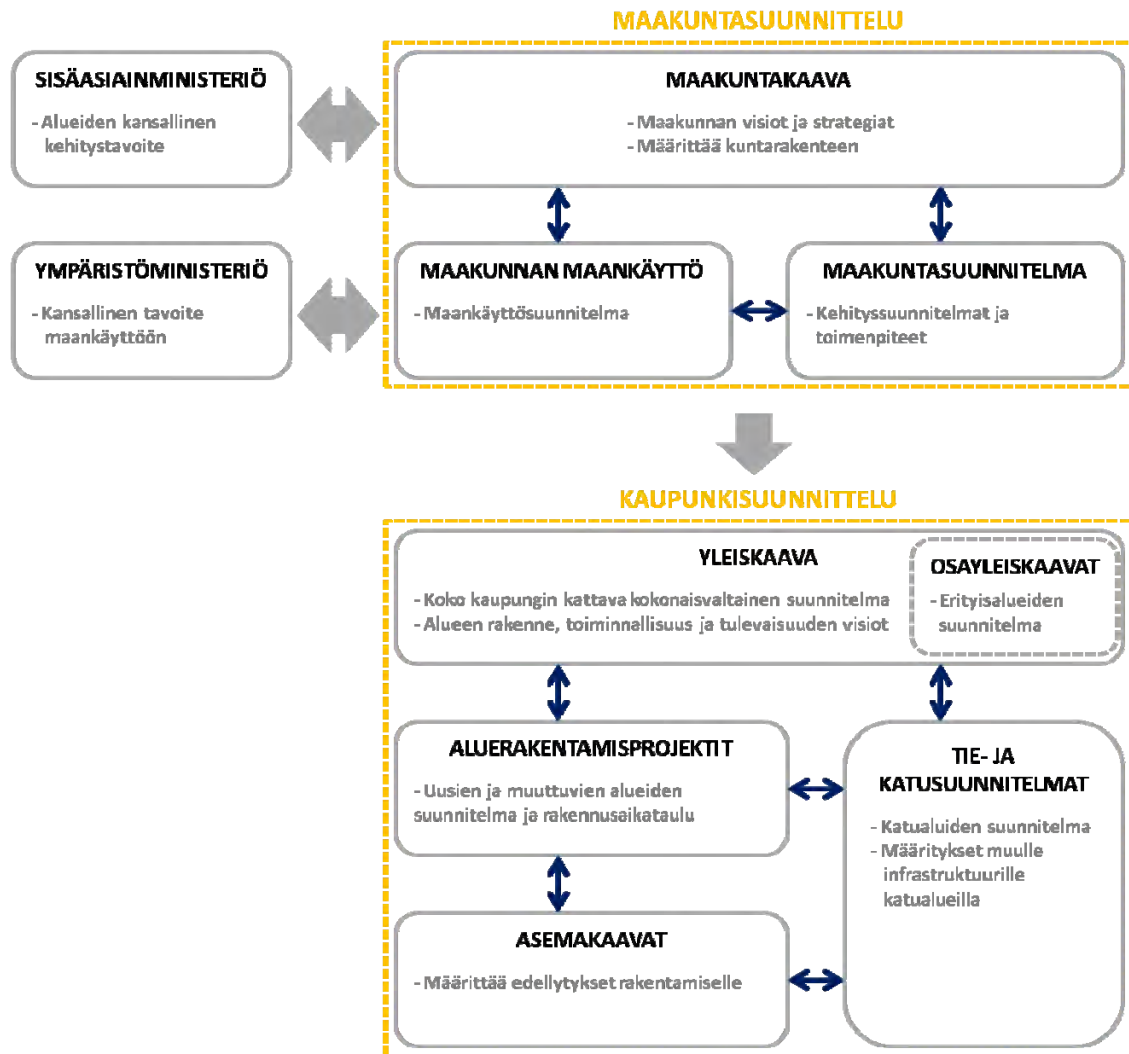
Asiakastietojärjestelmä sisältää myös asiakastyypitiedon jokaiselle yksittäiselle käyttöpaikalle. Järjestelmä sisältää 44 eri asiakasryhmää. Asiakasryhmätiedot on syötetty asiakastietojärjestelmään liittymäsopimuksen luontihetkellä, eikä niitä ole juurikaan päivitetty tämän jälkeen. Näin ollen merkittävä osa asiakastietojärjestelmän asiakasryhmätiedoista voi olla virheellisiä. Tämän vuoksi tiedon käyttäminen suoraan asiakastyypikohtaisten kulutuskäyrien luonnissa on riskialtista. Uusien menetelmien ja asiakkaiden AMR-sarjojen avulla asiakastyypit voidaan määrittää myös analysoimalla sähkön käytön tuntisarjaa. Tällöin asiakastietojärjestelmän asiakasryhmiä voidaan verrata tuntisarjoista matemaattisesti määritettyihin asiakastyyppeihin ja arvioida matemaattisen asiakastyypiryhmittelyn tehokkuutta ja oikeellisuutta.

## **5.4 Tulevaisuuden maankäyttösuunnitelma**

Tulevaisuuden maankäyttösuunnitelmat ja rakennusennusteet on yksi tärkeimmistä perusteista tulevaisuuden sähkön kuormitusennusteille. Tulevaisuuden maankäyttö on kontrolloitu ja ohjattu laissa määrätyn moniportaisen hierarkian ja päätöksentekojärjestelmän mukaisesti. Yhteistyö maankäytönsuunnittelijoiden ja verkkoyhtiön työntekijöiden välillä on kaksisuuntaista ja tärkeää niin maankäyttösuunnitelmia tehtäessä kuin rakennusennusteita hyödynnettäessä. Verkkoyhtiöt kertovat kaupunkisuunnitteluvirastolle, mihin paikkoihin on varattava tilaa rakennettavaa sähköverkkoinfrastruktuuria (siirtolinjat, sähköasemat ja muuntamot) varten. Kaupunkisuunnitteluviraston maankäyttösuunnitelmien perusteella verkkoyhtiöt voivat puolestaan arvioida sähkökuorman kasvua ja verkonvahvistusinvestointien tarpeellisuutta.

Maankäyttösuunnitelman lähtökohtainen tarkoitus on ohjata maankäyttöä ja rakentamista. Se määrittelee, minne asuinrakentaminen, toimitilat, puisto- ja virkistysalueet sekä liikenneväylät sijoitetaan. Maankäytön suunnittelu on jaettu eri tasoille, joista yleisimmän tason ja laajoja alueita sisältävät suunnitelmat asettavat vain suuntaviivoja,

miten tarkemman tason suunnitelmat tulee edelleen toteuttaa. Tiedon lähteet maankäytön suunnittelulle ja rakentamisen ennustamiselle ovat moninaisia. Maankäyttö- ja rakennuslaki määrittelee suunnitteluhierarkian kansalliselle, maakunta- ja kaupunkisuunnittelulle (Kuva 8).



Kuva 8. Suomen maankäytön suunnitteluhierarkia kansalliselle, maakunta- ja kaupunkisuunnittelulle.

### Maakuntakaava

Maakuntakaava on maankäyttösuunnittelun yleisin ja korkein taso, joka sisältää suuntaaviivat kuntarakenteesta sekä visioita ja strategioita maakuntien tulevaisuudesta. Sisäasiainministeriö ja ympäristöministeriö vaikuttavat maakuntakaavan suunnitteluun siten, että kansalliset tavoitteet eri alueiden kehittymisestä ja kansallisesta maankäytöstä

toteutuvat. Maakuntakaava luo puitteet kaupunkitason maankäyttösuunnittelulle. Alla on käsitelty tarkemmin kaupunkisuunnittelun eri tasoja.

### *Yleiskaava*

Yleiskaava on kokonaisvaltainen suunnitelma kaupungin maankäytöstä ja liikennejärjestelyistä. Yleiskaava käsittää koko kaupungin alueen ja antaa suuntaa tarkemman tason maankäyttösuunnitelmille. Yleiskaavassa määritellään myös yhteisön rakenne, toiminnallisuus ja fyysiset reunaehdot. Kaavassa on määritetty maankäytön suunnittelun perusteet ja kaikki vaihtoehtoiset kaupungin maankäyttösuunnitelmat. Yleiskaava voi myös suoraan määrittää tiettyjen alueiden maankäytön ja rakentamisen tarkemmalla tasolla. Säännösten mukaan yleiskaavan tulee sisältää sekä yleiskaavakartta vaadittuine merkintöineen että erillinen raportti, jossa määritellään tavoitteet ja strategiat maankäytölle sekä liikennejärjestelyille. Raportissa esitetään myös visioita kaava-alueen tulevaisuuden kehityksestä. Tyypillisesti yleiskaava päivitetään noin kymmenen vuoden välein. Koska suunnittelu on pitkäkestoista ja valituskierrokset vievät aikaa, yleiskaavan muodostaminen on kaupungeissa jatkuva prosessi. (Rimali et al. 2011)

### *Osayleiskaava*

Osayleiskaava voidaan määrittää tietyille erityisluonteisille alueille. Tällainen voi olla esimerkiksi maanalaisten tilojen osayleiskaava, joka on käytössä Suomessa ainoastaan Helsingissä. Osayleiskaavojen tarkoitus on määrittää ennalta erityisalueiden rakentamistoiminta siten, että se täyttää julkisen ja yksityisen sektorin tarpeet. (Rimali et al. 2011)

### *Aluerakentamisprojektit*

Aluerakentamisprojekteja tehdään uusille alueille tai alueille, jotka muuttuvat merkittävästi. Alueen koko voi vaihdella pienistä naapurustoista useita kortteleita kattaviin alueisiin. Aluerakentamisprojektit kestävät yleensä 10–20 vuotta. Projektit suunnitellaan aluesuunnitelmien perusteella, jotka sisältävät paljon tarkempia ja yksityiskohtaisempia suunnitelmia kaupungista kuin yleiskaava. Aluesuunnitelmat sisältävät tiedot esimerkiksi siitä, mitkä alueet on tarkoitettu asumiseen ja liiketoimintaan. Aluerakentamisprojektit ovat tärkeä tiedonlähde rakennusyrityksille sekä infrastruktuurien suunnittelijoille, kuten verkkoyhtiöille, koska se sisältää alueen rakennusaikataulun. (Rimali et al. 2011)

### *Asemakaavat*

Asemakaavat ja asemakaavojen muutokset määrittelevät edellytykset rakentamiselle. Se määrittää, mihin tarkoituksiin tiettyjä maa-alueita saa käyttää. Se määrittää myös rakennuksien suurimman sallitun pinta-alan ja korkeuden, sekä vaatimukset kaupunkikuvalle ja yleisinfrastruktuurille, kuten katujen leveydelle. Alueen rakentaminen voidaan aloittaa, kun asemakaava on hyväksytty kaupunginvaltuustossa ja se on saanut lainvoiman. Asemakaavojen luonti ja muutosprosessi kestää tavallisesti vähintään vuoden, mutta valituskierrokset voivat pidentää prosessia. (Rimali et al. 2011)

### *Tie- ja katusuunnitelmat*

Tie- ja katusuunnitelmat tehdään muiden kaupunkisuunnitelmien pohjalta. Ne määrittävät ominaispiirteet ja liikennejärjestelyt kaikille katualueille. Tiealueet on yleensä jaoteltu kolmeen kategoriaan: pääkadut, kokoojakadut ja tonttikadut. Nämä suunnitelmat määrittävät myös reittejä muulle kaupunki-infrastruktuurille, kuten sähkökaapeleille, vesi- ja viemäriputkistoille. Kansalliset tie- ja katualueet suunnitellaan yhteistyössä ELY-keskusten liikenne ja –infrastruktuuriasastojen kanssa. (Rimali et al. 2011)

Sähkönkuormituksen muutoksen ennustamisessa kaupungin yleiskaava on tärkein ja hyödyllisin. Verkkoyhtiötä kiinnostava tarkastelujakso on noin 10–30 vuotta eteenpäin, sillä verkkoinvestoinnit ovat monivuotisia toteuttaa ja elinkaareltaan pitkiä. Yleiskaava koko Helsingin alueelle tehdään noin kymmenen vuoden välein. Viimeisin Helsingin yleiskaava on vuodelta 2002, joka tuli laillisesti sitovaksi valituskierroksien jälkeen vuonna 2005. Kuormitusennusteiden kannalta yleiskaavan käyttökelpoisin osio ovat alueelliset ennusteet sekä asuin- että toimistorakentamisesta. Vuoden 2002 yleiskaavan rakennusennuste arvioi rakentamista pääasiassa vuoteen 2020 asti, mutta myös vähäisempää rakentamista tästä eteenpäin (Taulukko 1). (Helsingin kaupunki 2002)



*Taulukko 1. Helsingin yleiskaava 2002: Rakennusennusteet*

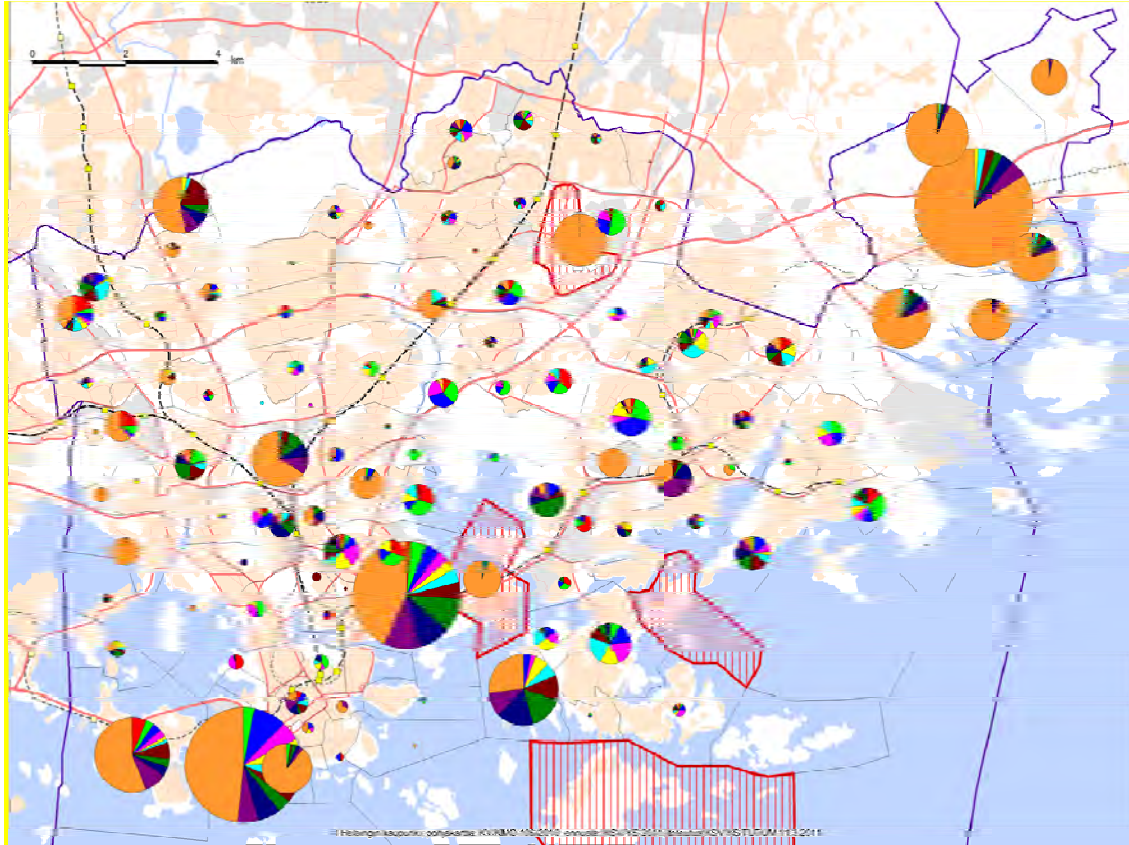
<b>Rakennettava kerrosala (FA-m<sup>2</sup>)</b>	<b>2000 - 2010</b>	<b>2011 - 2020</b>	<b>2021 -</b>
Asuntorakentaminen	2 600 000	3 500 000	600 000
Toimenpidealueilla	1 900 000	3 100 000	400 000
Muualla	700 000	400 000	200 000
Toimitilarakentaminen	2 500 000	1 600 000	400 000
Toimenpidealueilla	2 100 000	1 500 000	300 000
Muualla	400 000	100 000	100 000
<b>Yhteensä</b>	<b>5 100 000</b>	<b>5 100 000</b>	<b>1 000 000</b>

Vuoden 2002 yleiskaavaan Helsingin kaupunki on määrittänyt toimenpidealueita, jotka sisältävät suurimman osan ennustetusta uudisrakentamisesta koko Helsingin alueella (Helsingin kaupunki 2002). Alueellisia sähkön kuormitusennusteita esimerkiksi kaupunginosille tehtäessä toimenpidealueet ovat haastavia, koska ne eivät pääsääntöisesti noudata mitään muita kaupungin käyttämiä aluerajoja (kaupunginosat, pienalueet, korttelit). Siksi toimenpidealueiden rakennusennusteet on muutettava arvioimalla käsittelemään esimerkiksi tiettyä kaupunginosaa tai kaupunginosa-alueita. Tästä ongelmasta johtuen Helen Sähköverkko Oy on tehnyt oman kaupunginosa-aluekohtaisen rakennusennusteen hyödyntäen omaa kokemustaan rakentamisen ennustamisessa, yleiskaavaa sekä kaupunkisuunnitteluvirastolta saatavia lisätietoja.

Vuonna 2011 Helsingin kaupungin kaupunkisuunnitteluvirasto on tehnyt sisäiseen käyttöönsä tarkemman rakennusennusteen Helsingin osa-alueille vuositason vuoteen 2020 asti sekä erikseen aikavälille 2020–2030. Ennuste on laadittu parhaita mahdollisia tietoja ja kaupunkisuunnitteluviraston asiantuntemusta hyödyntäen erikseen asumiselle ja toimitiloille (ke-m<sup>2</sup>). Varsinkin toimitilojen osalta ennuste on epävarma, koska niiden toteutumismopeus ja –aste ovat epävarmempia kuin asumisen. Odotettavissa on myös uusi yleiskaava 2020-luvulla, joka voi vaikuttaa strategisesti ja tilavarauksien suhteen merkittävästi rakennusennusteisiin. Ennusteessa on käytetty vuonna 2010 voimaan tullutta osa-aluejakoa, joka sisältää 137 osa-alueita. (Helsingin kaupunki 2011)

Tämä rakennusennuste on saatu myös Helen Sähköverkon verkonkehitysyksikön käyttöön ja sitä voidaan hyödyntää sähkön kuormitusennusteissa. Ennustetta voidaan muokata erilaisien kertoimien avulla. Oletuskertoimilla tehtyä ennustetta voidaan pitää

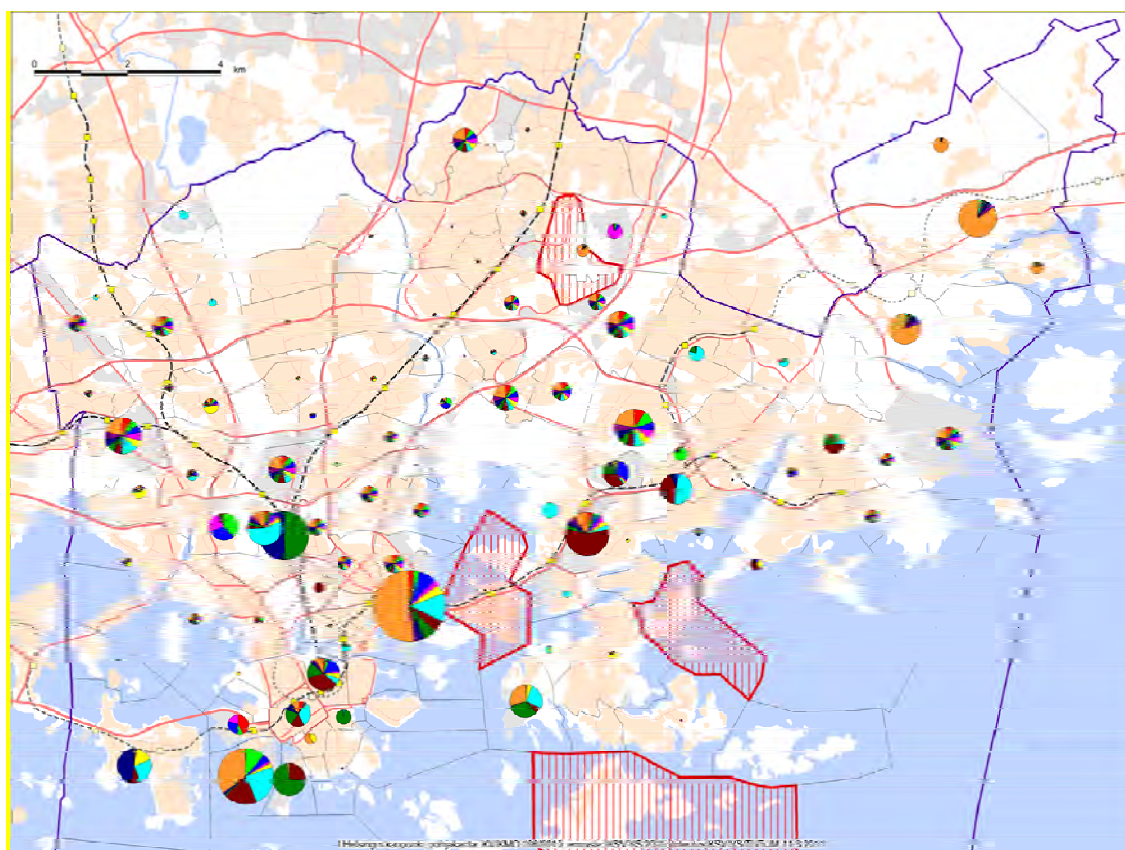
hieman ylioptimistisena. Visualisoidussa ja yleistetyssä kartassa rakennusennusteen mukainen osa-alueen uudisrakentamisen kokonaismäärä vuoteen 2030 mennessä on esitetty ympyrän koon avulla ja sen jakautuminen eri vuosille ympyrän sektorien avulla. Kartat on tehty erikseen asuin- ja toimitilarakentamiselle (Kuvat 9 ja 10).



Kuva 9. Helsingin kaupungin rakentamisennuste 2011-2030: Asuminen (ke-m<sup>2</sup>).

(Lähde: Helsingin kaupunki, Kaupunkisuunnitteluvirasto)

Myös poistuva rakennuskanta asettaa haasteita sähkönkäytön ennustamiselle, koska se tulisi ottaa mukaan sähkön kulutusta pienentävänä tekijänä. Varsinkin tiheimmin rakennetuilla Helsingin alueilla on mahdollista rakentaa uusia kiinteistöjä vain vanhojen tilalle. Helsingin kaupunki ei tee arvioita poistuvasta rakennuskannasta. Ainoastaan jo puretut rakennukset rekisteröidään Facta-kuntarekisteriin.



Kuva 10. Helsingin kaupungin rakentamisennuste 2011-2030: Toimitilat (ke-m<sup>2</sup>).

(Lähde: Helsingin kaupunki, Kaupunkisuunnitteluvirasto)

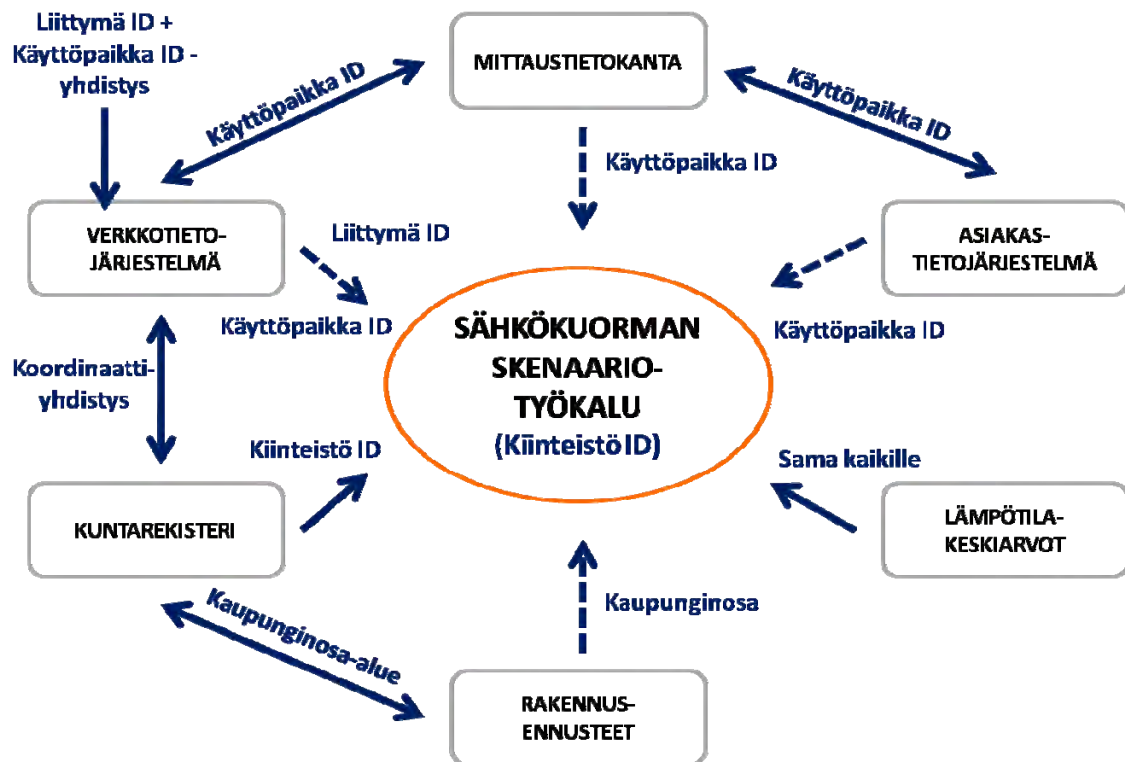
## 5.5 Säätilastot

Ilmatieteen laitokselta on saatavilla tunnitaiset keskiarvolämpötilat yli kymmenen vuoden ajalta. Helen Sähköverkko Oy:ssä keskiarvolämpötilat muunnetaan suoraan Generis-mittaustietojärjestelmään apusarjaksi, jota voidaan hyödyntää analyyseissä. Lämpötilaerot Helsingin eri alueilla ovat niin pieniä, ettei Kaisaniemen mittauspisteen tietojen käyttäminen koko Helsingin alueelle aiheuta merkittävää virhettä. Alueellisissa kuormitusennusteissa ulkolämpötilaa käytetään eri vuosien sähkönkulutustietojen normalisointiin. Myös päivän pituustietoa hyödynnetään kulutusennusteissa. Ilmatieteen laitos ilmoittaa myös tämän tiedon. Se ei ole kuitenkaan olennainen, koska se voidaan laskea matemaattisen kaavan avulla. Päivän pituus pysyy myös vuodesta toiseen vakiona.

## 6 Tietojen käsittely ja analysointi

### 6.1 Tietokantojen väliset rajapinnat

Nykyaikaisia AMR-sarjoja hyödyntävät kuormitusanalyysit ja -ennusteet vaativat runsaasti taustatietoa useista eri tietokannoista ja tietolähteistä. Siksi tietokantojen väliset rajapinnat ovat entistä tärkeämpiä (Koponen 2010). Haastavinta niiden luonnissa on se, että tietojen yhdistämisen täytyy olla varmatoimista ja täsmällistä, koska valtavista tietomassoista johtuen mitään tietojen yhdistyksiä ei voida tarkistaa manuaalisesti. Tietolähteiden väliset yhteydet sekä yhdistävät tekijät on esitetty alla (Kuva 11).



Kuva 11. Tietojärjestelmien väliset yhteydet ja niitä yhdistävät tiedot

#### 6.1.1 Kiinteistöjen ja liittymien yhdistäminen

Vaativin tietokantojen välinen yhteys on kuntarekisterin ja verkkotietojärjestelmän välillä, koska molemmat tietokannat on suunniteltu eri lähtökohdista ja palvelemaan eri käyttötarkoituksia. Näin ollen tietokantojen välillä ei ole yhtäkään täysin virheetöntä

yhdistävää tekijää. Ainoat mahdolliset järkevät tietokantoja yhdistävät tekijät ovat liittymien ja kiinteistöjen osoitteet ja koordinaatit. Yhdistäminen osoitteen perusteella on yleisimmin käytetty tapa, mutta ainakaan tiheään asutulla kaupunkialueella se ei ole tehokkain tapa. Osoitteen perusteella tehtävässä yhdistämisessä haasteita aiheuttavat erityisesti kulmatontit, jolla voi olla eri osoite eri tietokannoissa. Myös jaetut tontit, joissa osoite sisältää numerovälejä tai kirjaimia voivat aiheuttaa virheellisiä yhdistyksiä tai tontteja ei voida yhdistää koneellisesti lainkaan. Toki osoitettakin voidaan käyttää tietojen yhdistämiseen. Tällöin esimerkiksi tarkistus liittymän ja kiinteistön koordinaattien välisestä etäisyydestä tuo yhdistämiseen varmuutta ja tarkkuutta (Kolehmainen 2011). Tutkimusten perusteella Helsingissä tehokkain yhdistämistapa on koordinaattien hyväksikäyttö, koska Helsingissä on paljon katujen risteyksissä sijaitsevia kulmatontteja. Tällä menetelmällä saadaan noin 96 % liittymistä yhdistettyä johonkin kiinteistöön. Manuaalisesti tehtävä kiinteistöjen ja liittymien yhdistys ei ole mahdollinen suuresta tietomäärästä johtuen, Helsingissä on noin 46 000 kiinteistöä ja 30 000 liittymää. Vaikka kaikkien liittymien ja kiinteistöjen yhdistäminen tarvitsee tehdä vain kerran, ohjelmallisesti tehtävä yhdistys on ainoa järkevä vaihtoehto. Tulevaisuudessa kiinteistöjen ja liittymien välinen yhteys pidetään ajan tasalla asettamalla verkkotietojärjestelmään kiinteistötunnuksen syöttäminen pakolliseksi, kun luodaan uusi liittymä.

Ennen kuin liittymät ja kiinteistöt yhdistetään ohjelmallisesti toisiinsa, on yhdistettäviä tietoja suodatettava seuraavasti parhaan lopputuloksen saavuttamiseksi:

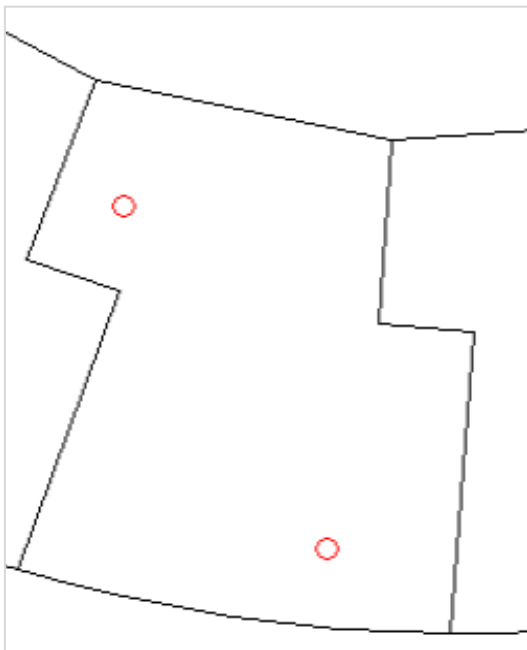
- Huomioidaan vain liittymät, jotka sisältävät vähintään yhden käyttöpaikan.
- Huomioidaan vain kiinteistöt, jotka sisältävät vähintään yhden rakennuksen ja tämän kerrosala on suurempi kuin nolla.
- Huomioidaan vain kiinteistöt, joiden käyttötarkoitus on asuminen, liiketoiminta, teollisuus tai vähittäiskauppa. Tämä sulkee pois erityiset sähköasiakkaat, joiden kulutus on merkittävästi riippumaton kiinteistön rakennuksien kooista. Tällaisia ovat esimerkiksi pumppaamot, satamat ja maatilat.

Tietojen suodatuksen jälkeen voidaan suorittaa itse liittymien ja kiinteistöjen yhdistäminen. Helen Sähköverkko Oy saa käyttöönsä Helsingin kaupunkisuunnitteluvirastolta kaikkien alueen kiinteistöjen rajojen kulmapisteiden koordinaatit. Liittymäpisteiden

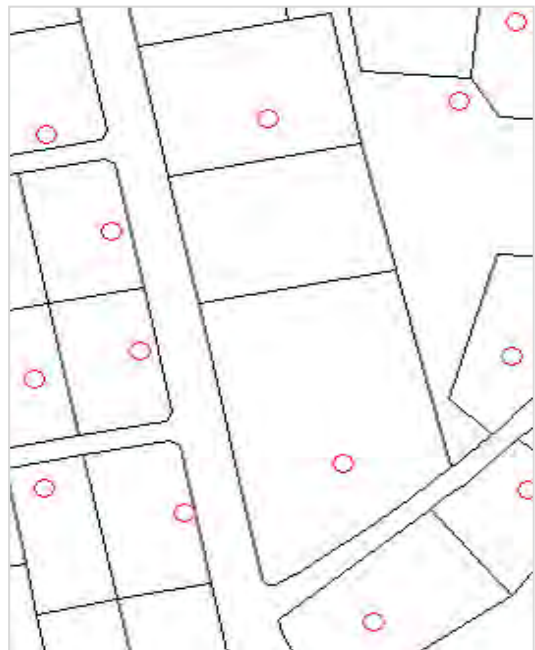


koordinaatit Helen Sähköverkko Oy:n toiminta-alueella saadaan puolestaan verkko-tietojärjestelmästä. Yhdistäminen voidaan toteuttaa esimerkiksi tietokonepohjaisen kartankäsittely- ja paikkatiedon esittämisohjelman Map Info Professionalin avulla. Ohjelma sisältää työkalun koordinaattien yhdistämiseen. Kaikki kiinteistön ulkorajojen sisäpuolella olevat liittymät yhdistetään kyseessä olevaan kiinteistöön. Suurin osa kiinteistöistä sisältää vain yhden liittymän. Tämä tapaus ei aiheuta mitään ongelmia, koska tällöin sähkönkulutus voidaan kohdentaa yksiselitteisesti koko kiinteistöön. Toiseksi yleisin tapaus on, että yhden kiinteistön alueella on kaksi tai useampi liittymä (Kuva 12a). Näissä tapauksissa liittymien sähkönkäyttö voidaan laskea yhteen ja käsitellä tapausta kuin kiinteistöä syöttäisi vain yksi liittymä. Harvinaisin ja haastavin tilanne on, kun yksi liittymä syöttää kahta tai useampaa kiinteistöä (Kuva 12b). Tällöin ainoa mahdollinen keino on selvittää manuaalisesti, mitkä liittymän käyttöpaikoista sähkönkulutustietoineen kuuluvat millekin kiinteistölle. Haasteena on myös se, ettei ohjelmallinen kiinteistöjen ja liittymien yhdistäminen pysty mitenkään tunnistamaan näitä tilanteita automaattisesti. Näin ollen nämä tapaukset on tarkistettava manuaalisesti.

a)



b)



*Kuva 12.a) Useampi kuin yksi sähköliittymä yhden kiinteistön alueella b) Useamman kuin yhden kiinteistön sähkönkäyttö on syötetty samasta liittymästä*

### **6.1.2 Muiden tietolähteiden yhdistämien**

Muiden tietojärjestelmien yhdistäminen on merkittävästi helpompaa kuin kuntarekisterin ja verkkotietojärjestelmän, koska muissa tietokannoissa on vähintään yksi yhteinen yksikäsitteinen tieto. Verkkotietojärjestelmä ja asiakastietojärjestelmä voidaan yhdistää keskenään käyttämällä joka liittymä- tai käyttöpaikkanumeroa. AMR-tuntisarjat sisältävä mittaustietokanta voidaan puolestaan yhdistää käyttöpaikkanumeron avulla sekä asiakastietojärjestelmään että verkkotietojärjestelmään. Helsingin sisäiset alueelliset lämpötilaerot ovat niin pieniä ympäri vuoden, että Ilmatieteen laitoksen Kaisaniemen mittauspisteen ulkolämpötilatietoja voidaan käyttää kaikille Helsingin sähköliittymille ja kiinteistöille. Rakennusennusteet ovat puolestaan määritelty kaupunginosa-alueittain. Tämä ei tuota ongelmia, sillä kuntarekisteri, asiakastietojärjestelmä ja verkkotietojärjestelmä sisältävät kaikki myös kaupunginosa-alue tiedon. Ainoastaan AMR-mittaustietokannasta kaupunginosa-alue tieto puuttuu. (Kuva 11)

Sähkönkulutuksen ennustamisen skenaariotyökalussa on kaikkein mielekkäintä käyttää perustietona kiinteistönumeroa, johon kaikki muut tiedot eri tietokannoista on yhdistetty. Tämä mahdollistaa yksinkertaisimman yhdistettävyyden eri tietojärjestelmien välillä sekä monipuolisimmat tarkasteluvaihtoehdot sähkönkulutusennusteille. Tietojärjestelmien hyödyntämisessä skenaariotyökalussa tulisi välttää usean tietojärjestelmän yli linkittämistä. Esimerkiksi jos skenaariotyökalu sisältää alun perin vain kiinteistönumerot, pitää asiakastietojärjestelmä yhdistää työkaluun vähintään kuntarekisterin ja verkkotietojärjestelmän välityksellä. Tämä lisää virheiden mahdollisuutta huomattavasti. Tilanne voidaan välttää, jos skenaariotyökaluun itsessään sisällytetään kiinteistönumeron lisäksi siihen linkittyvät liittymänumero(t) ja käyttöpaikkanumero(t). Toisaalta tämä tuo lisävaatimuksena sen, että nämä tiedot pitää päivittää riittävin väliajoin skenaariotyökaluun, jotta ne pysyvät ajan tasalla, eikä lisävirheitä pääse syntymään.

### **6.1.3 Useiden tietojärjestelmien käytön tuomat hyödyt**

Täysin uudentyyppiset sähkönkäytön analyysit ja ennusteet ovat tarkempia tai ylipäätään mahdollisia, kun sähkönkäytön skenaariotyökalussa käytetään hyväksi ainakin AMR-mittaustietokantaa, verkkotietojärjestelmää, asiakastietojärjestelmää, kunta-

rekisteriä, rakennusennusteita sekä säätilastoja. Tarkimmillaan analyysejä voidaan tehdä yksittäisille kiinteistöille. Moderni skenaariotyökalu mahdollistaa esimerkiksi seuraavat analyysit:

- keskimääräinen sähkönkäyttö kerrosneliömetriä kohden tietyllä maantieteellisellä alueella (kWh/ke-m<sup>2</sup>)
- keskimääräinen sähkönkäyttö kerrosneliömetriä kohden tietylle asiakastyypille (kWh/ke-m<sup>2</sup>)
- keskimääräinen sähkönkäyttö kerrosneliömetriä kohden tietyssä vuonna rakennetuille rakennuksille (kWh/ke-m<sup>2</sup>)
- keskimääräinen sähkönkulutus per asukas (kWh/asiakas)

AMR-tuntisarjojen hyödyntäminen mahdollistaa, että kaikki analyysit voidaan tehdä tietyin rajoituksin yksittäisille tunneille aikaisemman vuositason sijasta. Näistä analyyseistä saatavat keskimääräiset tuntisarjat ovat tärkeitä lähtötietoja sähkönkulutuksen ennustamiselle. Niiden perusteella voidaan arvioida sähkökuorman alueellista kasvua muiden muassa tietyn rakennusennusteen perusteella tai jos koko kaavan mukainen jäljellä oleva rakennusoikeus käytettäisiin.

## **6.2 Asiakastyypien automaattinen tunnistus**

Jo pitkään verkkoyhtiöiden asiakkaita on jaoteltu erilaisiin asiakasryhmiin heidän sähkön käytön luonteen perusteella. Asiakastyypitieto on olennainen, kun tehdään alueellisia kuormitusanalyysejä tai ennusteita perinteisten asiakastyypikohtaisten tyypikäyrien avulla. Toisaalta niitä tarvitaan, kun ennustetaan uusien alueiden sähkökuormaa rakennusennusteiden pohjalta. Perinteisesti asiakastyypitieto on määritelty, kun uusi liittymä on perustettu, eikä niitä ole juurikaan päivitetty sen jälkeen. Tämä on johtanut siihen, ettei asiakastyypitietoon voi enää luottaa täydellisesti, koska esimerkiksi lämmitystapavaihdokset ovat mahdollisia. Ennen ainoa keino päivittää asiakastietoja oli tehdä asiakkaille kyselyitä heidän lämmitystavoistaan ja sähkönkäyttötottumuksistaan. Tämän vuoksi asiakastyypitietoon on suhtauduttava varauksin.



Sähkön tuntimittaukseen siirtyminen on mahdollistanut uusia keinoja asiakkaiden tunnistamiseen. Vertailemalla matemaattisesti yksittäisten asiakkaiden eri vuorokauden, viikon tai vuodenaikojen sähkönkäyttöä voidaan tunnistaa asiakkaista samanluonteisia ryhmiä, joille voidaan löytää yhtenevyys aikaisempiin asiakasryhmiin. Kuormitusennusteiden kannalta ei ole niin olennaista, vastaako asiakas todellisuudessa sanallisten tyyppitietojen pohjalta määritettyä asiakasryhmäänsä. Paljon tärkeämpää on, että asiakastyypin on määriteltävä sen mukaan, minkä tyyppisesti asiakas todellisuudessa sähköä käyttää. Tällä tavoin voidaan pienentää alueellisten kuormitusennusteiden virhetta, kun asiakkaille käytetään asiakastyyppejä, jota ne todellisuudessa vastaavat.

Matemaattinen asiakastyypin tunnistus koostuu kahdesta eri vaiheesta matemaattisesta erottelusta ja asiakasryhmien muodostuksesta. SGEM-tutkimusprojektissa on käytetty kolmea erilaista matemaattista erottelumenetelmää: tunnuslukumenetelmää, pääkomponenttianalyysiä ja kriittisesti valittuja tunti lukemia. Tunnuslukumenetelmää ja pääkomponenttianalyysiä on tutkittu Aalto-yliopiston sähkötekniikan korkeakoulussa ja kriittisesti valittuja tunti lukemia on käytetty Itä-Suomen yliopistossa. Niiden ominaispiirteitä, toimivuutta, rajoitteita, heikkouksia ja vahvuuksia on arvioitu tässä luvussa. Asiakastyypin matemaattisen erottelun jälkeen voidaan muodostaa varsinaiset asiakasryhmät asettamalla raja-arvoja tai hyödyntämällä klusterointia.

## **6.2.1 Asiakastyypin matemaattinen erottelu**

### **6.2.1.1 Tunnuslukumenetelmä**

Tunnuslukumenetelmässä lähdetään liikkeelle ennako-olettamuksista, miten erityyppisten asiakkaiden sähkönkäyttö vaihtelee eri päivinä, viikkoina tai vuodenaikoina. Yksittäisten asiakkaiden tai liittymien vuotuinen tuntikäyrä käydään läpi ja siitä lasketaan tiettyjä ennalta määritettyjä tunnuslukuja. Jokaiselle tunnusluvulle on annettu etukäteen raja-arvot, millä asiakkaita luokitellaan. Tunnuslukujen kombinaatioista muodostuvat lopulliset asiakastyypit. Menetelmä on hyvin yksinkertainen ja intuitioon perustuva, mutta se antaa yllättävän hyviä tuloksia.

Jokaiselle yksittäiselle asiakkaalle on laskettu seuraavat jakolaskupohjaiset tunnusluvut:

$KEY_{eleHeat}$	= kylmien päivien keskiarvokulutus / neutraalien päivien keskiarvokulutus
$KEY_{nightEle}$	= öiden keskiarvokulutus / päiväaikojen keskiarvokulutus
$KEY_{eve}$	= pyhäpäivien keskiarvokulutus / arkipäivien keskiarvokulutus
$KEY_{holiday}$	= lomapäivien keskiarvokulutus / arkipäivien keskiarvokulutus
$KEY_{airCon}$	= lämpimien päivien kulutus / neutraalien päivien keskiarvokulutus

Yöajan kulutuksena käytetään asiakkaiden kello 22.00 - 4.00 välistä sähkön käyttöä ja päiväaikana 7.00 – 20.00 välistä kulutusta. Pyhäpäiviksi lasketaan kaikki lauantait ja tietyt arkipyhät, jolloin useimmat ihmiset eivät työskentele ja sähkön kulutus muistuttaa lauantaiden kulutusta. Lomapäiviksi on määritelty kaikki sunnuntait ja sellaiset yleiset lomapäivät, joiden on havaittu käyttäytyvän sähkön kulutusmielessä sunnuntaiden kaltaisesti. Näitä määritelmiä voidaan ja tulee muuttaa sähkön kulutuksen kannalta poikkeuksellisille päiville, jos jaottelun tulokset eivät anna järkevää kuvaa todellisesta sähkön käytöstä. Tällainen poikkeuksellinen päivä on muiden muassa jouluaatto, jolloin sähkön käyttö on täysin erilaista kuin minään muuna vuoden päivänä. (Rimali et al. 2011)

Lämmitystapaa kuvaavan tunnusluvun ( $KEY_{eleHeat}$ ) laskeminen on haastavinta, koska se kuvaa eniten ulkolämpötilan vaikutusta asiakkaiden sähkön käyttöön. Tunnusluku lasketaan vertaamalla vuoden kylmiä päiviä niin kutsuttuihin neutraaleihin päiviin, jolloin asiakas ei oletettavasti käytä sähkölämmitystä eikä ilmastointia. Kylmiksi päiviksi on määritelty ne vuoden päivät, jolloin ulkoilman keskilämpötila on alle  $-4\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Neutraaleja päiviä puolestaan ovat päivät, jolloin lämpötilakeskiarvo on  $9\text{ }^{\circ}\text{C}$  -  $14\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Raja-arvot ovat kokeellisesti valittuja ja ne voivat muuttua, jos jatkotutkimukset antavat aihetta siihen. Parhaat raja-arvot vaihtelevat myös eri maantieteellisten alueiden mukaan. (Rimali et al. 2011)

Joulun aikaan sähkönkäyttö lisääntyy poikkeuksellisesti monilla asiakastyypeillä, koska monet ovat kotona tavallista suuremman osan vuorokaudesta. Lisäksi saunan käyttö ja ruoanvalmistus lisääntyvät tällä ajanjaksolla. Joinakin vuosina joulun ajan ulko-

lämpötila on alle  $-4\text{ }^{\circ}\text{C}$ , jolloin päivät on laskettava kylmiksi päviksi. Tällöin joulun poikkeuksellinen kulutus voi aiheuttaa vääristymää lämmitystapaa kuvaaviin tunnuslukuihin. Ongelma on vältetty poistamalla joulunajan pyhäpäivät lämmitystapa-tunnusluvun laskennasta.

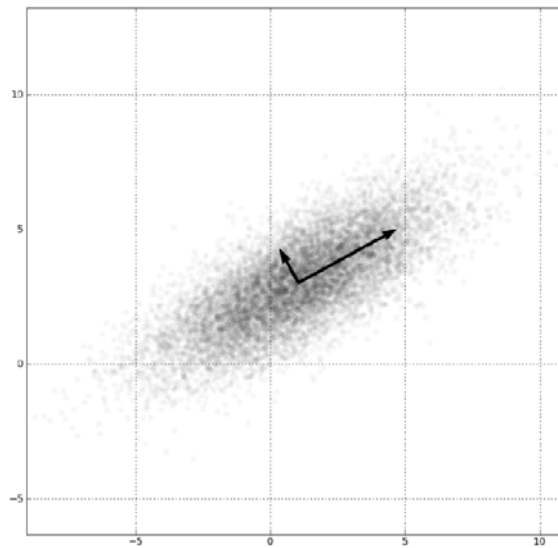
Menetelmän vahvuutena on se, että valitut tunnusluvut itsessään jo kertovat asiakastyypistä. Asettamalla sopivat raja-arvot tunnusluville järkipäisesti tai kokeilemalla ja analysoimalla saadaan asiakasryhmät muodostettua. Niiden vastine todellisuudessa löydetään yleensä jo vertailemalla asiakasryhmittäisiä tunnuslukujen keskiarvoja. Esimerkiksi varaava sähkölämmitysasiakasryhmä tunnistetaan, koska sen  $\text{KEY}_{\text{nightEle}}$  on huomattavasti suurempi kuin muissa ryhmissä. Muita matemaattisia erottelumenetelmiä käytettäessä erottelevat tunnusluvut eivät vielä itsessään kerro mitään, vaan ryhmän muodostuksen jälkeen ryhmän todellisuuden vastine etsitään ryhmän summaenergiasarjan avulla.

Tunnuslukumenetelmässä kyseenalaisinta on se, että asiakastyyppejä selittävät tunnusluvut on valittu täysin intuitiivisesti. Koska tunnuslukujen valinnalla ei ole mitään matemaattista taustaa, jää kyseenalaiseksi, onko tunnusluvut valittu optimaalisesti, onko niitä liikaa tai liian vähän sekä toimivatko samat tunnusluvut myös muilla maantieteellisillä alueilla. Sama epävarmuus on myös valittaessa tunnusluville sopivia raja-arvoja ryhmiä muodostettaessa. Toisaalta tunnuslukuihin perustuva erottelumenetelmä on helppo toteuttaa skenaariotyökaluun, koska tunnuslukujen laskenta-algoritmi pysyy aina samana. Tällöin ohjelmasta voidaan tehdä hyvin automaattinen, eikä käyttäjän harkinnanvaraisia asioita ole niin paljon.

#### **6.2.1.2 Pääkomponenttianalyysi**

Pääkomponenttianalyysi (Principal Component Analysis) on tilastollinen menetelmä, jossa käytetään ortogonaalista muunnosta muokkaamaan havaintoarvot mahdollisimman vähän keskenään korreloiviksi muuttujiksi eli niin kutsutuiksi pääkomponenteiksi. Pääkomponenttien lukumäärä on pienempi tai yhtä suuri kuin alkuperäisten muuttujien. Muunnoksen tavoitteena on korvata alkuperäiset muuttujat mahdollisimman pienellä määrällä uusia keinotekoisia muuttujia, jotka säilyttävät mahdollisimman suuren osan

alkuperäisten muuttujien vaihtelusta. Menetelmä on yksi dimension redusointitekniikoista, koska muunnoksessa pyritään korvaamaan suuri joukko muuttujia pienellä joukolla muuttujia. (Mellin 2004) Muunnos määritetään siten, että ensimmäinen pääkomponentti tuottaa suurimman mahdollisen varianssin havaintoarvojen välillä. Seuraavilla pääkomponenteilla maksimoidaan myös havaintoarvojen välistä varianssia sillä ehdolla, että pääkomponentit ovat ortogonaalisia eivätkä korreloi keskenään. Kuvassa 13 on esitetty havainnekuva menetelmän käytöstä. (Jolliffe 2002)

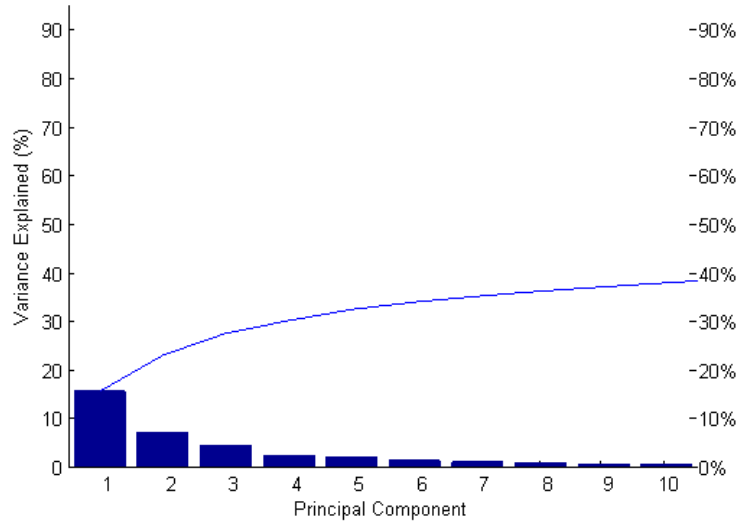


Kuva 13. Havainnekuva 2-ulotteisesta pääkomponenttianalyysistä (Lähde: Ben Frantz Dale)

Pääkomponenttianalyysiin perustuva asiakastyypien erottelu tehtiin vain yksittäisille liittymille. Käyttöpaikoille tehtävä analyysi ei antanut yhtä hyviä tuloksia, ja menetelmän käyttö ylikuormittui helposti käyttöpaikkojen suuren määrän vuoksi. Yleensä liittymätason asiakastyypin tunnistus on kuitenkin riittävä tarkkuus pitkän aikavälin kuormitusennusteille. Ennen analysoitavan matriisin muodostusta tunti lukemat skaalataan liittymäkohtaisesti siten, että kaikkien liittymien vuosienenergia on 1. Näin saadaan liittymien välinen suuruusero poistettua analyysistä, koska liittymätasolla se toimii virheellisesti. Analyysissä hyödynnetään siis vain sähkönkäytön vuotuista vaihtelua selettävänä tekijänä.

Pääkomponenttianalyysin lähtötiedoksi muodostetaan matriisi, jonka riveinä on jokainen yksittäinen liittymä ja sarakkeina kaikki liittymän yhden vuoden 8 760 tunnin skaalattua keskitehoa. Pääkomponenttianalyysi etsii tunti lukemakombinaatioita eli pää-

komponentteja matriisista siten, että eriluonteiset sähkönkäyttäjät erottuisivat mahdollisimman selkeästi. Pääkomponentteja löytyy yhtä paljon kuin sarakkeita eli tässä tapauksessa 8 760, mutta niiden selitysaste laskee hyvin voimakkaasti (Kuva 14). Tehtyjen analyysien perusteella Helsingin alueella järkevä pääkomponenttien määrä on neljä, jolloin pystytään erottamaan viisi eri asiakasryhmää.



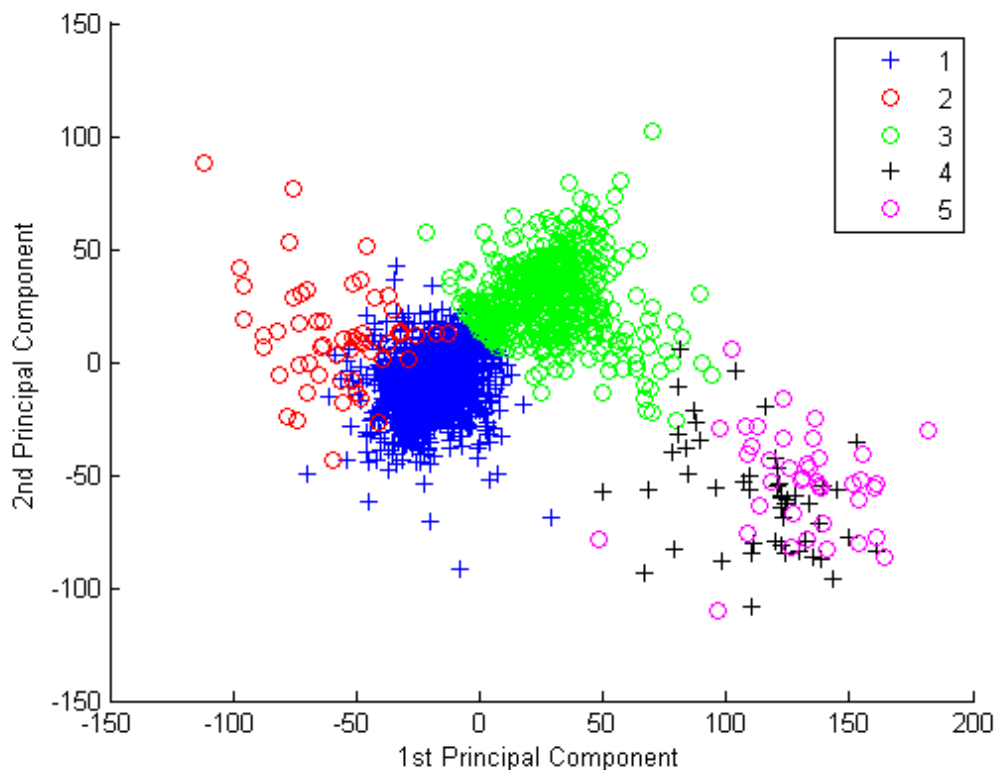
Kuva 14. Pääkomponenttianalyysin eri pääkomponenttien selitysaste (Lähde: Matti Koivisto, Aalto-yliopiston sähkötekniikan korkeakoulu)

Laskennat tehtiin demovaiheessa Mathworks Matlab-ohjelmalla. Asiakastyyppejä eroteltaessa pääkomponenttianalyysi määrittää jokaiselle yksittäiselle tunnille oman pääkomponenttikertoimen (coefficient), joka maksimoi havaintoarvojen arvojen varianssin. Pääkomponenttikertoimien avulla voidaan määrittää asiakkaille yksilölliset pääkomponenttipisteet (scores) hyödyntämällä heidän sähkön käytön tuntisarjojaan. (Kaava 2). (Koivisto 2011)

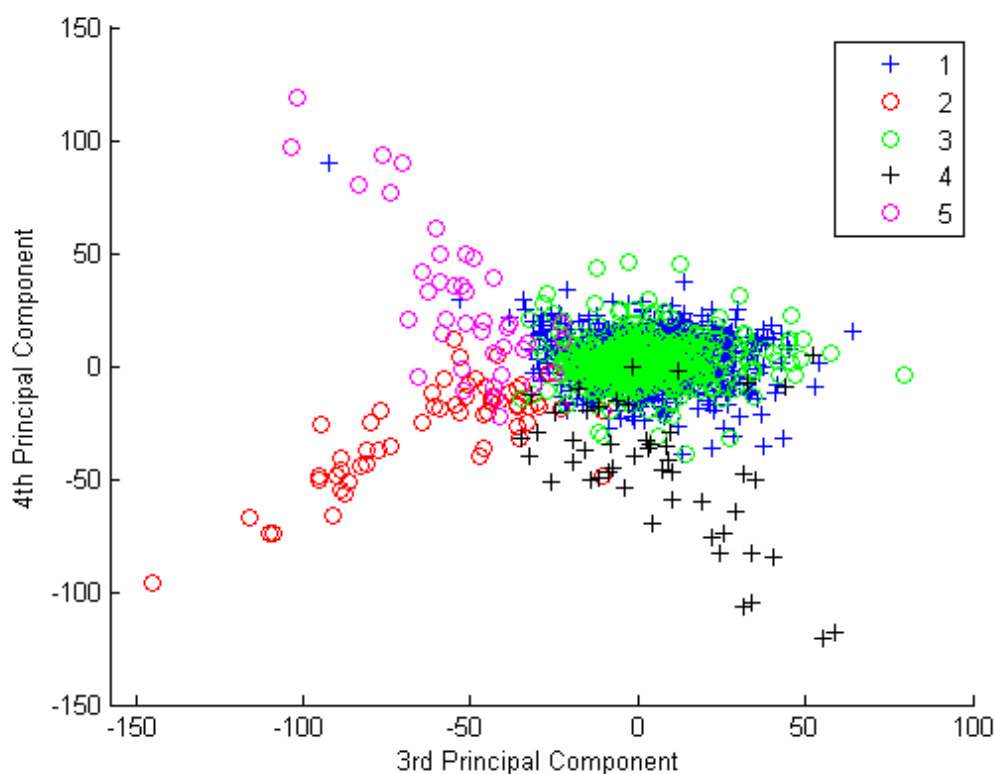
$$Score_c = coefficient_1 * E_{1,c} + coefficient_2 * E_{2,c} + coefficient_n * E_{n,c}, \quad (2)$$

missä  $Score_c$  on asiakkaan  $c$  pääkomponenttipiste (score),  $coefficient_n$  on tunnin  $n$  pääkomponenttikerroin (coefficient).  $E_{n,c}$  on asiakkaan  $c$  tunnin  $n$  aikana käyttämä sähköenergia. Lopullinen asiakasryhmittely tehdään näiden komponenttipisteiden (scores) avulla. (Koivisto 2011)

Lauttasaaren ja Pakilan mittausaineistosta muodostettiin skaalattu matriisi, jolle tehtiin pääkomponenttianalyysi. Neljän ensimmäisen pääkomponentin pääkomponenttipisteet (scores) on esitetty kuvissa 15 ja 16. Asiakasryhmät on erotettu toisistaan eri värein ja ne on muodostettu K-means-klusterointia käyttäen. Kuten kuvista nähdään, ryhmät eivät muodostu akselien suuntaisesti, vaan niihin nähden jossain tietyssä kulmassa. Asiakastyypianalyysin kannalta tämä tarkoittaa sitä, että ryhmiä eivät erottele parhaalla mahdollisella tavalla yksittäiset pääkomponentit vaan niiden sopivat kombinaatiot. Ryhmät voidaan myös yrittää muodostaa akselien suuntaisiksi käyttämällä faktorianalyysii (Factor Analysis), mutta sen laskenta on merkittävästi hitaampaa ja siitä saatavat hyödyt melko pieniä. Koska sähkönkäyttöä kuvaavat tunnusluvut ovat useamman pääkomponentin kombinaatioita, on niiden perusteella vaikea sanoa mitään asiakastyypin ominaispiirteistä. Tällöin asiakastyypin vastine todellisuudessa voidaan tulkita koko ryhmän summasarjasta.



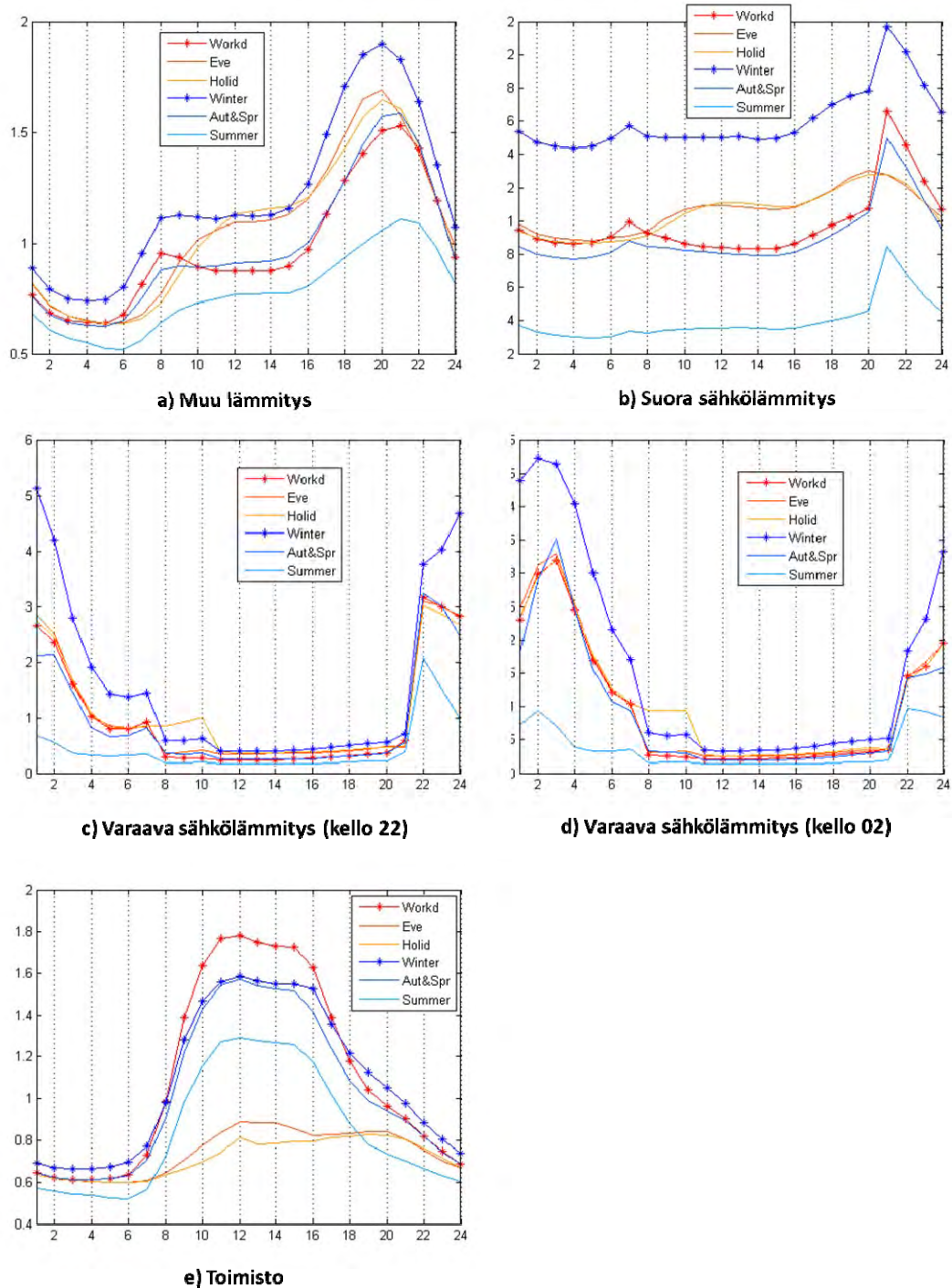
Kuva 15. Lauttasaaren ja Pakilan asiakkaille tehdyn pääkomponenttianalyysin pääkomponenttien 1 ja 2 pääkomponenttipisteet. (Lähde: Matti Koivisto, Aalto-yliopiston sähkötekniikan korkeakoulu)



Kuva 16. Lauttasaaren ja Pakilan asiakkaille tehdyn pääkomponenttianalyysin pääkomponenttien 3 ja 4 pääkomponenttipisteet. (Lähde: Matti Koivisto, Aalto-yliopiston sähkötekniikan korkeakoulu)

Ryhmiä muodostuksen jälkeen luodaan asiakasryhmien summasarjat, jotta asiakasryhmien vastineet todellisuudessa voidaan selvittää. Pääkomponenttianalyysin pohjalta K-means-klusteroinnilla voitiin erottaa selvästi viisi eri asiakasryhmää, joiden vuorokausittaiset tuntisarjat on esitetty kuvassa 17. Kuvassa 17a) nähdään, että asiakasryhmän kulutus on matalaa ympäri vuoden, eikä vuoden ajoilla ole juurikaan merkitystä kulutukseen. Tästä voidaan päätellä, että kyseessä on muuta kuin sähkölämmitystä käyttävä kotitalous. Kuvan 17b) asiakkaat voidaan määrittää suoriksi sähkölämmittäjiksi, koska kulutus on ympäri vuoden korkeampaa kuin äskeisessä tapauksessa. Lisäksi talvipäivinä sähköä käytetään entistä enemmän. Kuva 17c) ja kuva 17d) esittävät varaavia sähkölämmitysasiakkaita, koska molemmilla ryhmillä on huomattava piikki kulutuksessa illalla ja yöllä, kun varaava sähkölämmitys kytkeytyy päälle. Asiakkailla on käytössä vain erilaiset yösahtotariffit. Kuvan 17c) ryhmällä on käytössä aika-siirto-tariffi, jolloin lämmitys kytkeytyy päälle kello 22 ja kuvan 17d) ryhmä käyttää ohjattua yösiirtotariffia, jolloin 1/3 lämmityksestä kytkeytyy päälle kello 22 ja loput

myöhemmin yöllä. Kuvan 17e) asiakkaat ovat selvästi toimistoja, koska niiden pyhäpäivien ja viikonloppujen kulutus on arkipäiviin verrattuna merkittävästi pienempi. Lisäksi ryhmän kulutus on suurempaa päivän kuin illan aikana.



Kuva 17. Pääkomponenttianalyysin pohjalta tehdyn asiakasryhmittelyn eri ryhmien vuorokausittaiset tuntisarjat (Liite A)



Pääkomponenttianalyysin tulokset ovat lupaavia, koska tutkituista menetelmistä se erotteli erityyppisiä asiakkaita kaikkein selkeimmin. Tämän jälkeen asiakasryhmien muodostaminen on yksinkertaista, koska mikä tahansa klusterointimenetelmä pystyy erottamaan eri ryhmät. Yksi menetelmän haasteista on se, että pääkomponenttianalyysin matemaattiseen taustaan liittyen komponenttien laskemiseen käytettävät kertoimet (coefficients) voivat muodostua ylösalaisin, mikä kääntää myös pääkomponenttipisteet (scores). Tällöin ennen summasarjojen tarkastelua pääkomponenttipisteistä täytyy ottaa vastaluku eli kertoa ne -1:llä. Tämän huomaamiseen vaaditaan analyysin tekijältä ammattitaitoa ja tietämystä erityyppisistä asiakkaista.

Pääkomponenttianalyysin käytön hyvänä puolena on myös se, ettei sitä käytettäessä tarvitse ennakkoon olettaa, minkä luonteisia asiakastyyppejä on olemassa. Pääkomponenttianalyysin lähtötietona ovat vain liittymien tuntilukemat, joiden perusteella asiakkaat erotellaan. Erottelun jälkeen ryhmittäisistä summasarjoista voidaan tulkita, minkä tyyppisistä asiakkaista on kysymys. Tulevaisuutta ajatellen tämä on hyödyllistä, koska uusien asiakastyyppeiden (lämpöpumput, nollaenergiatalot, sähköautot) sähkön kulutuskäyrästä ei ole tarkkaa tietoa etukäteen. Parhaimmillaan pääkomponenttianalyysi voi tunnistaa uuden asiakasryhmän, jolle voidaan muodostaa asiakasryhmälle ominainen kuormituskäyrä. (Koivisto 2011)

Kertaalleen muodostettuja asiakastyypitietoja voidaan päivittää tulevaisuudessa kahdella eri tavalla. Yksinkertaisempi vaihtoehto on säilyttää ennallaan aikaisemmin lasketut pääkomponentit ja erotella asiakkaat niiden avulla uusia mittaustietoja hyödyntäen. Tämä vaihtoehto on riittävä, jos alueen asiakkaiden sähkön käyttö ei ole muuttunut merkittävästi. Toinen vaihtoehto on määrittää asiakkaita erottelevat pääkomponentit uudelleen uutta mittausaineistoa käyttäen. Tämä antaa parempia tuloksia, jos tarkastelualueelle on tullut kokonaisia uusia asuinalueita tai alueen asiakkaiden sähkönkulutus on muuttunut merkittävästi. Ohjelmallista sähkönkäytön skenaariotyökalua ajatellen pääkomponenttien vakiona pitäminen on yksinkertaisempi toteuttaa.

Sähkönkäytön skenaariotyökalun kannalta pääkomponenttianalyysin matemaattinen toteutus on melko yksinkertainen. Toteutus yksinkertaistuisi entisestään, jos huomioitettavien pääkomponenttien määrä sidottaisiin ennalta ja eroteltavien asiakasryhmien

määrä olisi vakio. Ohjelman täytyy kuitenkin näyttää käyttäjille visuaalisesti eri pääkomponenteilla erotellut asiakkaat sekä asiakasryhmäkohtaiset summasarjat, jotta käyttäjä voi tulkita ryhmittelyn järkevyyden ja eri asiakastyyppejen vastineet todellisuudessa. Ohjelmassa pitää pystyä myös kääntämään asiakastyypikohtaiset summasarjat, koska pääkomponenttianalyysi voi kääntää ne virheellisiksi.

### **6.2.1.3 Kriittisesti valitut tuntilukemat**

Vuotuiset tuntisarjat sisältävät niin paljon tietoa, että niiden sisältöä täytyy karsia tilastollisten menetelmien toimivuuden parantamiseksi. Menetelmää kutsutaan piirreirroitukseksi (feature extraction). Riippumatta tuntisarjan pituudesta tai puuttuvista tiedoista sen tilastollinen käyttäytyminen voidaan havainnoida rajallisella määrällä tilastollisia havaintoja (Wang 2006). SGEM-projektin aikana Itä-Suomen yliopistossa toteutetussa asiakastyyppejen erottelussa valittiin asiakkaiden vuotuisista tuntisarjoista noin 5 prosenttia lukemista, jotka kuvasivat tilastollisesti parhaiten asiakkaan täydellistä tuntisarjaa. Nämä lukemat valittiin kokeellisesti siten, että erityyppiset asiakkaat erotuivat kaikkein parhaiten. Kaikille asiakkaille käytettiin samoja valittuja lukemia. (Kolehmainen 2011)

Menetelmän haasteena on pääkomponenttianalyysin tavoin, että ryhmän muodostuksen jälkeen ryhmien yksittäisten valittujen tuntilukemien keskiarvoista ei voida suoraan päätellä mitään asiakasryhmän luonteesta. Asiakastyyppejen analysointia varten täytyy laskea vielä ryhmän sisäiset summasarjat. Asiakkaiden sähkönkäytön luonteen muuttumisen vuoksi tulevaisuudessa 5 prosenttia tuntilukemista täytyy valita todennäköisesti eri tavalla, jos halutaan saavuttaa optimaalinen erottelukyky. Tämä aiheuttaa haasteita skenaariotyökalun ohjelmalliseen toteutukseen, jonka pitäisi pysyä mahdollisimman samanlaisena tulevaisuudessakin.

## **6.2.2 Asiakasryhmien muodostaminen**

Asiakkaiden matemaattisen erottelun jälkeen lopulliset asiakasryhmät voidaan määrittää. Käytettävä menetelmä asiakasryhmän muodostukseen riippuu siitä, mitä menetelmää käytettiin asiakastyyppejen matemaattiseen erottamiseen. Jos asiakastyypit erotettiin

tunnuslukujen avulla, asiakasryhmät voidaan muodostaa asettamalla tunnusluvuille raja-arvoja tai käyttämällä klusterointia. Asiakasryhmät voidaan määrittää vain klusteroinnilla, jos asiakastyypin erottamiseen käytettiin pääkomponenttianalyysiä tai kriittisesti valittuja tuntilukemia.

Mahdollisimman hyvin todellisuutta kuvaavien asiakasryhmien toteutuksen kannalta asiakastyypin erottaminen on huomattavasti merkittävämmässä asemassa kuin asiakasryhmien muodostaminen. Jos asiakkaiden matemaattinen erottelu toimii tarpeeksi selkeästi, eri asiakasryhmät voidaan muodostaa jopa visuaalisten havaintojen perusteella koordinaatistosta. Selkeissä tapauksissa ei ole myöskään merkitystä, mitä klusterointimenetelmää käytetään.

### **6.2.2.1 Raja-arvojen määrittäminen**

Raja-arvomenetelmää asiakasryhmien muodostuksessa voidaan käyttää, kun asiakastyypit erotetaan matemaattisesti toisistaan tunnuslukumenetelmällä muodostamalla asiakkaiden tuntisarjoista erilaisia tunnuslukuja. Tunnuslukujen suuruuksille voidaan asettaa arvovälejä, joiden sisällä ne kuvaavat asiakkaan jotain sähkönkäytön ominaispiirrettä. Raja-arvot on määritelty kokeellisesti muodostamalla jakaumia yksittäisille tunnusluvuille käyttäen Lauttasaaren ja Pakilan demoalueiden mittausaineistoa. Jollain toisella maantieteellisellä alueella, jolla on erityyppisiä sähköasiakkaita, on todennäköisesti luontevaa käyttää eri raja-arvoja. Lauttasaaren ja Pakilan aineiston avulla määritellyt raja-arvot ja niitä kuvaavat ominaispiirteet on esitetty taulukossa 2. Parhaat mahdolliset raja-arvot voivat vaihdella myös käytettävän lähtöaineiston ja alueen mukaan. Kuvassa 18 on esitetty miten, lämmitystapatunnusluku  $KEY_{eleHeat}$  on jakautunut Lauttasaaren, Pakilan ja Kainuun alueella. (Rimali et al. 2011)

Taulukko 2. Asiakastyypin määrittämisessä käytettyjen tunnuslukujen raja-arvot

#### Käyttötarkoitus

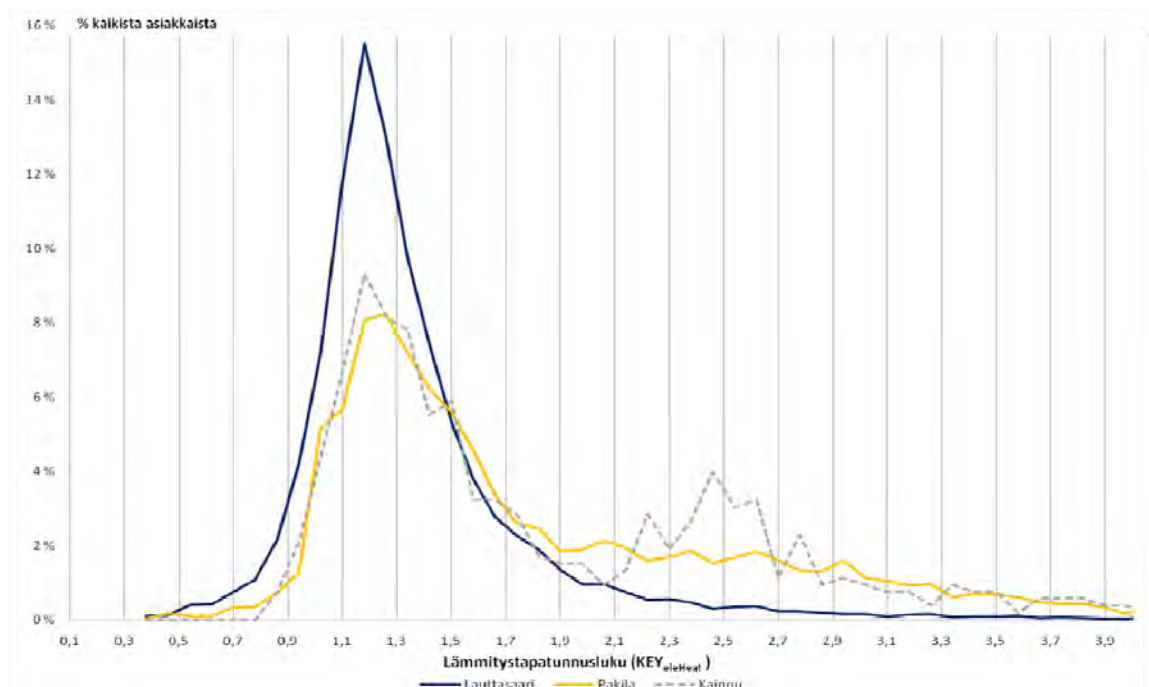
Kotitalous	Pyhä- ja lomapäivien tunnusluvut 0.65 - 4.00
Toimisto	Pyhä- ja lomapäivien tunnusluvut alle 0.65
Kauppa	Pyhäpäivien tunnusluku yli 0.65 ja lomapäivien tunnusluku alle 0.65

#### Lämmöntarve

Sähkölämmitys	Lämmöntarvetunnusluku 2.1 - 3.5
Muu lämmitystapa	Lämmöntarvetunnusluku 1.0 - 2.1

#### Varaavalämmitys

Varaava lämmitys	Yöenergiatunnusluku 1.0 - 5.0
Ei varaavaa lämmitystä	Yöenergiatunnusluku alle 1.0

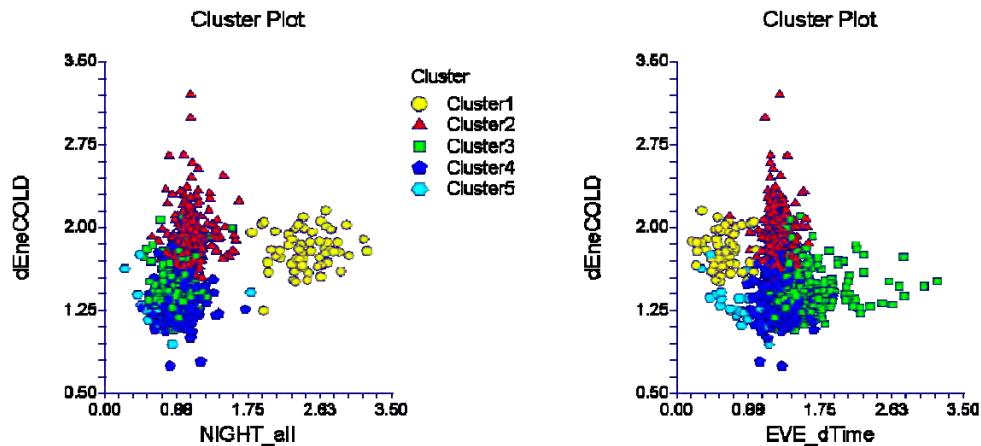


Kuva 18. Lämmitystapaindeksin  $KEY_{elHeat}$  jakautuminen Lauttasaaren, Pakilan ja Kainuun alueella

### 6.2.2.2 Klusterointi

Riippumatta millä menetelmällä asiakkaiden erottelu tehdään, voidaan asiakasryhmien muodostukseen käyttää klusterointia (clustering). Klusteroinnissa pyritään aineiston alkiot jakamaan matemaattisesti ryhmiin eli klustereihin siten, että ryhmän sisäiset alkiot ovat mahdollisimman samanlaisia, mutta alkiot eri ryhmissä ovat keskenään mahdollisimman erilaisia (Kaufman 1990). Klusterit kuvaavat muodostettuja asiakasryhmiä

ja jokainen asiakas voi kuulua vain yhteen klusteriin. Klusteroinnin toteuttamiseksi on asetettava ennakoon haluttu ryhmien lukumäärä ja valittava, mitä alkioden ominaispiirteitä käytetään niiden ryhmittelyssä. Ryhmät erottuvat vain tiettyjen ominaispiirteiden suhteen toisistaan (Kuva 19).



Kuva 19. Klusterointi pyrkii etsimään alkiokeskittyviä, jotka erottuvat toisistaan tiettyjen ennalta määrättyjen ominaispiirteiden suhteen. (Lähde: Matti Koivisto, Aalto-yliopiston sähkötekniikan korkeakoulu)

SGEM-projektissa klusterointiin käytettiin pelkästään K-means-klusterointimenetelmää, joka on yksi tunnetuimmista klusterointimenetelmistä (McQueen 1967). Klusteroinnin hyödyntäminen asiakastyypien muodostuksessa perustuu pitkälti Itä-Suomen yliopistossa tehtyihin tutkimuksiin. Klusteroinnissa käytettiin erottelevina tekijöinä kriittisesti valittuja yksittäisiä tunti lukemia asiakkaiden tuntisarjoista. Myös Aalto-yliopistossa kokeiltiin klusterointia hyödyntämällä tunti lukemista laskettuja tunnuslukuja.

Joissain klusteroinnin sovelluksissa on vaikea tietää järkevää klusterien määrää, vaikka esimerkiksi K-means-menetelmässä se on tiedettävä etukäteen. Tällöin klusterointi voidaan tehdä eri lukumäärillä ryhmiä ja arvioida sitten tehtyjen klusterointien hyvyttä esimerkiksi Davies-Bouldin-indeksillä (Davies 1979). Se voidaan laskea seuraavien kaavojen avulla (Kaavat 3, 4 ja 5) (Kolehmainen 2009).

$$DB = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \max_{j, j \neq i} \frac{S_i + S_j}{d_{ij}}, \quad (3)$$

missä  $N$  on klusterien lukumäärä. Klusterien sisäiset etäisyydet  $S_i$  ja klustereiden väliset etäisyydet  $d_{ij}$  on laskettu käyttäen klustereiden keskustoja, jotka voidaan määrittää seuraavasti:

$$S_i = \frac{1}{|C_i|} \sum_{x \in C_i} \|x - m_i\| \quad (4)$$

$$d_{ij} = \|m_i - m_j\| \quad (5)$$

Itä-Suomen yliopiston tutkimuksissa osoittautui, että heidän käyttämällään aineistolla paras Davies-Bouldin-indeksi saatiin, kun ryhmiä on joko 16 tai 32. Kuormitus-analyysyä tehtäessä havaittiin, että kun käytetään klusteroinnilla tehtyä asiakasryhmittelyä verkkoyhtiön aikaisemmin käyttämien asiakasryhmien sijasta, saatiin selvästi parempi arvio todellisesta kulutuksesta. Klusteroinnin hyvyttä voidaan arvioida esimerkiksi yhtäpitävyysasteella (Index-of-Agreement), joka mittaa suhteellista eroa asiakkaiden todellisen sähkönkulutuksen ja klusteroitujen kuormituskäyrien välillä (Willmot 1982). (Kolehmainen 2009)

Pitkän ajan kuormitusennusteita ajatellen 16 tai 32 eri asiakasryhmää on kohtuuttoman paljon ja niille on vaikea löytää todellisuutta vastaavia sähkön käytön asiakastyyppejä. Ennusteissa asiakasryhmiä hyödynnetään, kun lasketaan neliökohtaista sähkön käyttöä eri asiakastyypeillä. Neliökohtaisien kulutuksien perusteella voidaan arvioida uudisrakentamisen tuottamaa alueellista lisäkuormitusta. Rakennusennusteet on luokiteltu kuitenkin vain toimisto- ja asuinrakentamiseen ja näin ollen useampien asiakasryhmien tuoma lisäarvo on pieni. Aalto-yliopistossa klusterointia kokeiltiin viidellä klusterilla. Aineisto klusteroitiin tuntisarjoista määritettyjen tunnuslukujen perusteella. Klusteroinnilla muodostettujen asiakasryhmien tunnuslukujen keskiarvot on esitetty taulukossa 3. Taulukkoon on merkitty punaisella ne tekijät, joilla ryhmät erottuvat toisistaan selkeimmin ja alla ovat tulkinnat todellisuutta vastaavista asiakastyypeistä. Jo viiden klusterin tapauksessa havaitaan, että sähkön käytöltään kahden eri klusterin asiakkaat ovat lähes identtisiä.

Taulukko 3. Lauttasaaren ja Pakilan asiakkaat klusteroituna tunnuslukujen perusteella viiteen asiakasryhmään. (Lähde: Matti Koivisto, Aalto-yliopiston sähkötekniikan korkeakoulu)

Cluster Means					
Variables	Cluster1	Cluster2	Cluster3	Cluster4	Cluster5
dEneCOLD	1.787733	1.912681	1.403768	1.336063	1.298217
dEneNTRL	0.689223	0.6502889	1.010321	1.000056	1.222484
dEneWARM	0.4940391	0.4666281	0.8799149	0.9026901	1.140608
WRK_10t16	0.250086	0.8359323	0.8192014	1.009419	1.921295
WRK_18t22	0.9743932	1.353598	1.654788	1.414458	0.8596643
EVE_dTime	0.5768927	1.248072	1.548982	1.278665	0.7826019
HOLID_dTm	0.5599614	1.2296	1.497137	1.282244	0.6979841
NIGHT_all	2.468863	1.043085	0.8332685	0.8740219	0.6873409
Count	61	297	376	464	24
	>Varaava sähköläm.	>Sähköläm.	>Kaukolämp.	>Kaukolämp.	>Toimistot

Lauttasaaren ja Pakilan liittymät ryhmiteltiin sekä raja-arvoja asettamalla että klusteroimalla. Tulokset olivat lähes samat, vaikka käytettiin kahta täysin erilaista menetelmää. Tuloksien yhtäläisyyttä selittää pitkälti se, että molemmissa menetelmissä käytettiin samoja tunnuslukuja, joiden perusteella asiakkaat eroteltiin toisistaan. Ryhmittelyn yhtäläisyydestä kertoo myös se, että molemmilla menetelmillä lasketut asiakasryhmäkohtaiset neliökohtaiset kulutukset olivat käytännössä identtiset.

Joskus paras ryhmittely voidaan saada aikaiseksi tekemällä klusterointi tavoiteltua ryhmämäärää suuremmalla lukumäärällä ja yhdistelemällä sen jälkeen muodostuneita ryhmiä siten, että haluttu ryhmien lukumäärä saavutetaan. Tämä johtuu osittain siitä, että K-means-klusterointimenetelmällä on taipumuksena muodostaa suunnilleen samankokoisia ryhmiä. Sähkönkäytön asiakasryhmille on puolestaan tyypillistä, että ne ovat hyvin erisuuruisia. Ohjelman toteutuksen kannalta tämä klusteroinnin ominaispiirre on hyvin hankala, koska ohjelman järkevän toteutuksen kannalta klusterien lukumäärä pitäisi lukita etukäteen.

### 6.2.3 Asiakastyypin tunnistuksen haasteet

Asiakastyypin tunnistuksen lähtökohtainen haaste on se, ettei mikään tietojärjestelmä tällä hetkellä sisällä luotettavaa tietoa sähköasiakkaiden asiakastyypistä. Useimpiin järjestelmiin tämä tieto on tallennettu, kun liittymäsopimus on tehty tai kun rakennus on valmistunut. Siksi järjestelmien tiedot ovat voineet monilta osin muuttua, koska muiden

muassa lämmitystapamuutokset ovat mahdollisia. Tietoja ei voi millään keinoin päivittää, koska se vaatisi kaikkien asiakkaiden läpikäymisen esimerkiksi asiakaskyselyin, eikä tämäkään vielä takaisi täydellistä luotettavuutta. Näin ollen matemaattisesti muodostettuja asiakasryhmiä ei voi järkevästi verrata aikaisempiin asiakasryhmiin. Asiakasryhmän tunnistuksen tehokkuutta voidaan parhaiten arvioida vertaamalla todellista kulutusta asiakasryhmien perusteella tehtyihin kuormitusmalleihin.

Asiakkaat ovat hyvin yksilöllisiä sähkön käytöltään. Varsinkin, jos lämmitykseen käytetään jotain muuta kuin sähköä, asiakkaiden väliset vaihtelut kasvavat, koska kotitalouslaitteiden ja viihde-elektroniikan kulutus näkyy selkeämmin kulutuksessa. Tämä yksilöllisyys näkyy selvästi asiakasryhmittelyissä, koska parhaimpienkin mallien selitysaste sähkönkäytön ominaispiirteistä on vain noin 40 prosentin luokkaa. Täytyy kuitenkin muistaa se tosiasia, että asiakkaan 8 760 tuntilukemaa sisältävää vuotuista sähkönkäytön tuntisarjaa selitetään esimerkiksi pääkomponenttianalyysissä vain neljällä muuttujalla. Tällöin yli 30 prosentin selitysaste on jo hyvä, kun otetaan huomioon, että muuttujia on alkuperäiseen verrattuna alle tuhannesosa.

Malleja voidaan tarkentaa ottamalla mukaan eri ominaispiirteitä (lämmitys, ilmastointi, rakennuksen koko, jne.), jotka otetaan huomioon asiakasryhmien tarkastelussa. Yhden ominaispiirteen tarkasteluun voidaan lisätä useampia vaihtoehtoja (matala, keskinkertainen, korkea, jne.), mutta tällöin täydellisten asiakastyypikombinaatioiden määrä kasvaa hyvin nopeasti. Tämä asettaa haasteita tuloksien tarkastelulle, ja yleensä asiakkaat ryhmittyvät suuresta ryhmämäärästä huolimatta vain muutamaan tiettyyn ryhmään, jolloin muut ryhmät jäävät lähes ylimääräisiksi.

Joidenkin ominaispiirteiden (ilmastointi) huomioon ottaminen asiakasryhmittelyssä on vaikeata, koska niitä on vaikea erottaa kuormituskäyristä, joidenkin ominaispiirteiden (sähköautot, lämpöpumput) osalta taas ei vielä edes tarkalleen tiedetä, miten tällaiset ominaispiirteet näkyvät asiakkaiden tuntikäyrissä. Suomen olosuhteissa ilmastoinnin vaikutus asiakkaiden sähkön kuormitukseen on hyvin vaikea erottaa, koska sitä käytetään hyvin lyhyen aikaa vain vuoden kuumimpaan aikaan. Samalle ajalle ajoittuu myös ihmisten lomakausi, jolloin on mahdotonta erottaa, johtuuko poikkeava kulutus ihmisten lomasta vai ilmastoinnista. Näin ollen ilmastoinnin tulkitseminen asiakasryhmittelyssä



jätettiin kokonaan pois. Tutkimuskaudella Aalto-yliopistossa yritettiin luoda useampia erilaisia menetelmiä, joilla ilmastonoinnin osuus kulutuksesta voitaisiin havaita. Ongelmaa tutkitaan edelleen, koska ilmastonoinnin rooli kuormitusmalleissa on oleellinen suurissa kaupungeissa. Koko verkon huippukuorma voi ajoittua kesälle kaikkein tiheimmillä toimistoalueilla (Harjanne 2006). Lämpöpumppujen ja sähköautojen erottelu asiakasryhmittelyssä olisi myös tärkeää, koska ne aiheuttavat näkyviä muutoksia kuormituskäyriin ja niiden määrä on tulevaisuudessa lisääntymässä merkittävästi. Niiden mallintamisen haasteena tällä hetkellä on se, että ne ovat toistaiseksi melko harvinaisia. Lisäksi verkkoyhtiö ei saa tietoa siitä, ketkä asiakkaista käyttävät lämmityksen tukena lämpöpumppuja tai lataavat sähköautoa liittymänsä kautta.

Kaikkien näiden ongelmien välttämiseksi ja mahdollisimman yhdenmukaisten asiakasryhmien muodostamiseksi lähtöaineistoa on karsittu monilla tavoin. Tuntikäyristä on poistettu asiakkaiden epärealistisen suuria kulutuspiikkejä, sähköön käytöltään erikoisimmat asiakkaat on poistettu tarkasteluista kokonaan, eikä asiakasryhmien välisiä rajatapauksia ole otettu mukaan kumpaankaan asiakasryhmään. Tiedon karsinta on analyseissä perusteltua, koska lähtöaineisto on niin laajaa, että karsinnasta huolimatta ryhmät antavat kattavan kuvan asiakastyypin normaalista sähkönkulutuksesta. Itse kuormitusmalleissa käytetään kuitenkin aina kaikkien asiakkaiden todellisia tuntisarjoja, joista on karsittu vain mittausvirheet tai puutteet tuntisarjoissa.

### **6.3 Kerrosneliömetrikohtainen ominaiskulutus**

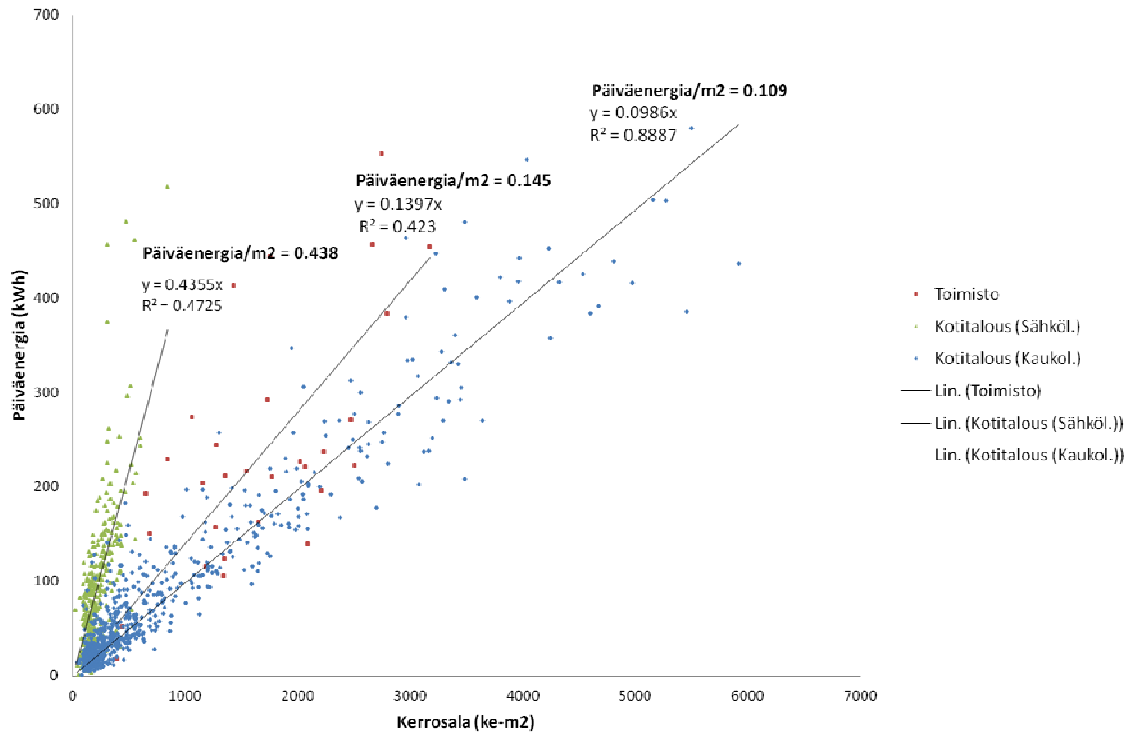
Kuntarekisterin, verkkotietojärjestelmän ja mittaustietokannan tietojen yhdistämisen yksi suurimmista hyödyistä on, että asiakkaiden kerrosneliömetrikohtainen ominaiskulutus ( $\text{kWh/ke-m}^2$ ) voidaan laskea. Kerrosneliömetrikohtainen ominaiskulutus on erittäin tärkeä tieto, jota voidaan hyödyntää arvioitaessa uudisrakentamisen vaikutusta alueelliseen sähkökuormaan. Yhdistämällä analyysiin myös matemaattisen asiakastyypin tunnistuksen tulokset voidaan analysoida asiakastyypeittäin kerrosneliömetrikohtaista ominaiskulutusta. Tämä on huomattava tarkennus aikaisempiin malleihin, koska tulokset osoittavat, että eri asiakastyypin neliömetrikohtaisissa ominaiskulutuksissa on merkittäviä eroja.

Demovaiheessa tutkittiin kolmea eri menetelmää kerrosneliömetrikohtaisen ominaiskulutuksen laskemiseksi: lineaarinen sovite vakiotermillä, lineaarinen sovite ilman vakiotermiä ja jakolaskumenetelmä. Asiakastyypitunnistuksen jälkeen yksittäiset liittymät asiakastyypeittäin ryhmiteltynä esitettiin koordinaatistossa, jossa x-akselilla ovat kiinteistön kerrosneliömetrit ja y-akselilla kiinteistöön kuuluvan liittymän keskimääräinen päiväkulutus. Analyysissä otettiin virheiden välttämiseksi huomioon vain ne kiinteistöt, joihin kuului yksi liittymä. Koordinaatistossa luotiin asiakasryhmäkohtainen lineaarinen sovite vakiotermillä ja ilman sitä. Analyysit osoittivat, että vakiotermi kaikille asiakasryhmille on niin pieni, että se voidaan jättää huomioimatta mallissa. Asiaa tarkasteltiin asiakasryhmittäin myös erikseen eri vuodenajoilla, mutta se ei muuttanut johtopäätöstä vakiotermin mitättömästä vaikutuksesta. Kolmas vaihtoehto kerrosneliömetrikohtaisen ominaiskulutuksen laskemiseksi on yksinkertainen jakolaskumenetelmä, jossa asiakasryhmän kaikkien asiakkaiden yhteinen keskimääräinen päiväkulutus jaetaan asiakasryhmän kokonaiskerrosalalla. Menetelmä antoi lähes samat tulokset kuin regressiomalli ilman vakiotermiä. Jatkossa käytettäväksi menetelmäksi valittiin jakolaskumenetelmä, koska se on kaikkein yksinkertaisin, mutta samalla takaa myös luotettavimmat tulokset. Samaa menetelmää käytetään muiden muassa, kun määritetään asukaskohtainen BKT, jolloin koko valtion BKT jaetaan valtion asukasmäärällä.

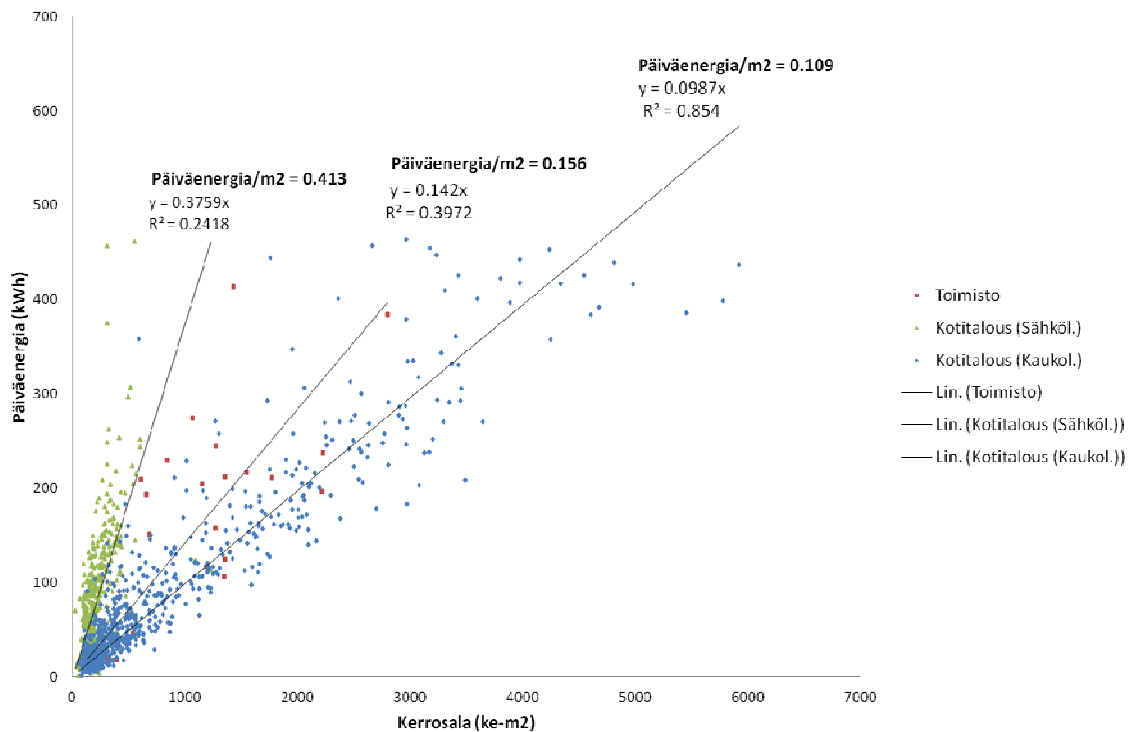
Tuloksiin vaikuttaa myös se, mitä menetelmää käytetään asiakasryhmien muodostamiseen. Kuvissa 20 ja 21 on esitetty kerrosneliömetrikohtaisen ominaiskulutuksen sovittaminen, kun asiakasryhmittely on tehty raja-arvomenetelmällä (Kuva 20) ja klusteroinnilla (Kuva 21). Kuvissa on esitetty asiakasryhmittäin kerrosneliömetrikohtainen päivittäinen ominaiskulutus jakolaskumenetelmällä (tummennettu), lineaarisella sovitteella ( $y$ ) sekä sovitteiden selitysaste ( $R^2$ ). Selitystasetta ei voida kuitenkaan pitää tilastollisesti luotettavana, koska mallissa ei ole käytetty vakiotermiä. Raja-arvomenetelmällä tehdyssä analyysissä oli mukana 769 sähkölämmitteistä kotitaloutta, 338 muu lämmitteistä kotitaloutta ja 30 toimistoa Lauttasaaren ja Pakilan alueelta. Klusteroinnilla tehdyssä analyysissä tarkasteltiin puolestaan 841 sähkölämmitteistä kotitaloutta, 358 muu lämmitteistä kotitaloutta sekä 25 toimistoa.

Kuvien 20 ja 21 tuloksista nähdään, että kaikissa tarkastelluissa tapauksissa regressiomalli antaa hieman pienempiä neliömetrikohtaisia ominaiskulutuksia. Tämäkin puoltaa jakolaskumenetelmän käyttöä, koska tulevaisuuden huipputeho on verkkoyhtiön kannalta olennaisin tieto. Suurimman, sähkölämmitteisten kotitalouksien asiakasryhmän tuloksissa ei ollut mitään eroa käytettiinpä asiakasryhmittelyssä kumpaa tahansa menetelmää. Klusterointimenetelmä asiakasryhmätunnistuksessa antoi hieman pienemmän kerrosneliömetrikohtaisen ominaiskulutuksen sähkölämmitteisille kotitalouksille. Toimistoille neliökohtainen ominaiskulutus oli lähes sama kummallakin asiakasryhmittelymenetelmällä. Ryhmän tuloksiin pitää kuitenkin suhtautua varauksella, koska ryhmän koko oli erittäin pieni ja sen sisäinen hajonta voimakasta. Toimistojen kerrosneliömetrikohtaista ominaiskulutusta voidaan tarkentaa ottamalla analyysiin mukaan uusia kaupunginosia, mutta demovaiheessa tätä ei nähty tarpeelliseksi.

Yhteenvetona analyysistä voidaan sanoa, että käytettävillä menetelmillä ei ole suurtaakaan merkitystä lopputuloksiin. Toisaalta tuloksien yhtäläisyys kertoo, että matemaattinen asiakasryhmittely toimii luotettavasti, koska molemmat asiakasryhmittelymenetelmät johtavat lähes samaan lopputulokseen. Yksinkertaisin tapa kerrosneliömetrikohtaiseen ominaiskulutusanalyysiin tekoon on asiakasryhmien luominen klusteroinnilla ja sen jälkeen analyysin tekeminen jakolaskumenetelmällä. Sähkönkulutusennusteita tehtäessä voidaan uudisrakentamisen aiheuttamaa lisäkuormaa arvioida seuraavilla kerrosalakohteisilla ominaiskulutuksilla: kotitaloudet (muu lämmitys) 0,11 kWh/ke-m<sup>2</sup>/päivä, kotitaloudet (sähkölämmitys) 0,42 kWh/ke-m<sup>2</sup>/päivä, toimistot 0,15 kWh/ke-m<sup>2</sup>/päivä.



Kuva 20. Eri asiakasryhmien päivittäinen ominaiskulutus per kerrosneliömetri (kWh/ke-m<sup>2</sup>/päivä), kun asiakasryhmittely tehty raja-arvomenetelmällä (Liite B)



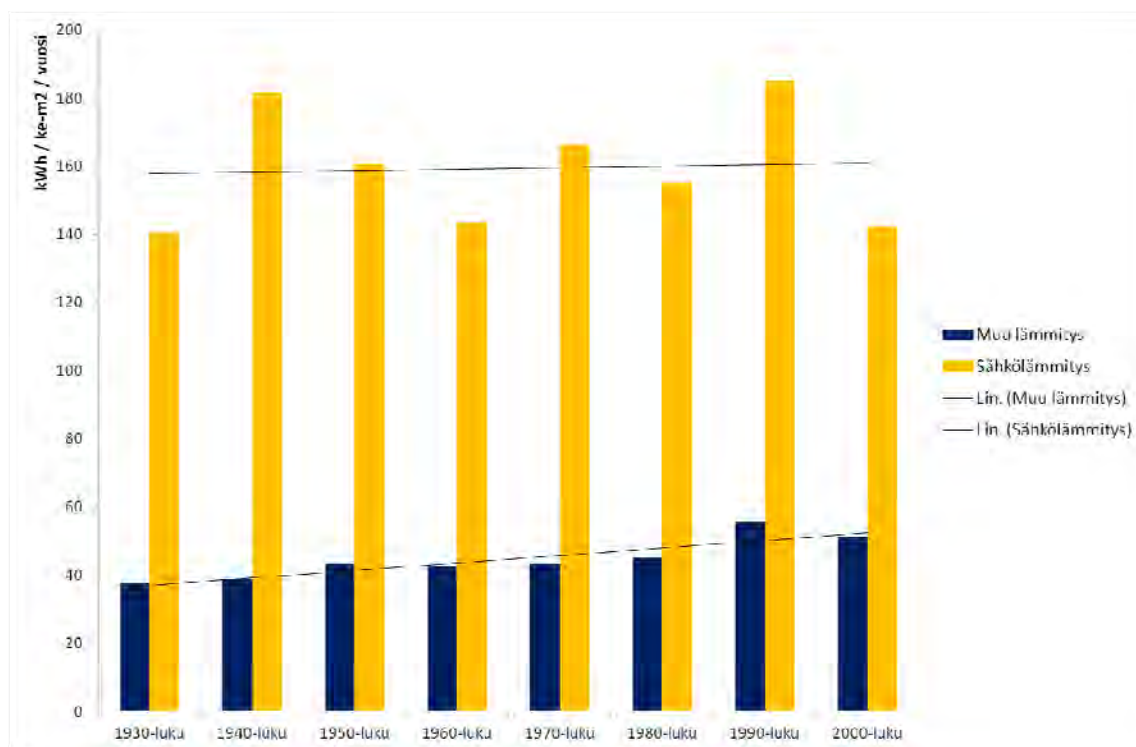
Kuva 21. Eri asiakasryhmien päivittäinen ominaiskulutus per kerrosneliömetri (kWh/ke-m<sup>2</sup>/päivä), kun asiakasryhmittely tehty klusteroinnilla (Liite C)

## **6.4 Sähkön käytön pitkän ajan muutostrendit**

### **6.4.1 Rakennusvuoden vaikutus**

Kuntarekisterin, verkkotietojärjestelmän ja mittaustietokannan yhdistäminen mahdollistaa uudentyyppisen sähkön kulutuksen analysoinnin rakennuksen rakennusvuoden mukaan. Jotta eri vuosikymmeninä rakennettujen rakennuksien ominaiskulutukset olisivat vertailukelpoisia, niiden ominaiskulutus skaalataan niiden kerrosalaan. Analyysi täytyy tehdä asiakastyypeittäin, koska eri asiakasryhmien neliökohtaisissa ominaiskulutuksissa on merkittäviä eroja. Analyysin lähtöaineistona voitiin käyttää vain Lauttasaaren ja Pakilan asiakkaita, koska demovaiheessa vain näille asiakkaille tehtiin matemaattinen asiakastyypin tunnistus.

Analyysin tuloksen varmistamiseksi otettiin huomioon ne kiinteistöt, joiden alueella on vain yksi liittymä ja yksi rakennus. Tällöin voitiin varmistua, että kaikki liittymän sähkön käyttö vastasi varmasti rakennuksen kerrosneliömetrejä. Aineiston karsimisesta huolimatta muutamien kiinteistöjen ominaiskulutus kerrosneliömetriä kohti oli poikkeuksellisen korkea, joka johtunee kiinteistöjen poikkeuksellisista käyttötarkoituksista (pumppuasemat, satamat, tehtaot, jne.). Jotta tällaiset yksittäiset kiinteistöt eivät vääristäisi merkittävästi analyysiä, kaikista asiakasryhmistä poistettiin 5 prosenttia havainnoista, joiden neliökohtaiset ominaiskulutukset olivat kaikkein suurimpia tai pienimpiä. Lopulta analyysiin jäi noin 1 000 liittymää, mikä on kohtuullinen määrä, kun tutkitaan sähkölämmitys ja muu lämmitys –asiakasryhmiä. Analysoitavia toimistoja oli vain 24 kappaletta, joten niiden perusteella tällaista analyysiä ei voitu toteuttaa. Analyysin tulokset on esitetty kuvassa 22.



Kuva 22. Rakennuksien sähkön ominaiskulutukset kerrosneliometriä kohti eri vuosikymmeninä rakennetuissa rakennuksissa

Tuloksista nähdään, että hajontaa eri vuosikymmeninä rakennettujen rakennusten kuluksissa on paljon. On myös muistettava, että analyysin lähtöaineistossa on rakennuksia vain kahdesta yksittäisestä kaupunginosasta. Näin ollen analyysin laajentamien koko Helsingin alueelle tasoittaisi eri vuosikymmeninä rakennettujen rakennusten ominaiskulutuksien vaihtelua. Tämän aineiston perusteella nähdään, että kummassakin asiakasryhmässä sähkön ominaiskulutus kerrosneliometriä kohti on selvästi suurimmillaan 1990-luvulla rakennetuissa rakennuksissa. Molemmissa ryhmissä on havaittavissa myös pieni ominaiskulutuksen kasvun trendi, mitä myöhemmin rakennus on rakennettu. Sähkölämmitteisissä rakennuksissa kasvu on maltillisempaa, noin 0,5 prosenttia vuosikymmenessä. Muussa kuin sähkölämmitteisten rakennuksien asiakasryhmässä havaittu kasvu on jopa yli 2 prosenttia vuosikymmenessä.

Ohjelmallisesti toteutettavaan sähkökuormituksen skenaariotyökaluun on tarkoitus sisällyttää ominaisuus, jolla eri vuosikymmeninä rakennettujen rakennusten neliökohtaisia ominaiskulutuksia voi tarkastella vuotuisina tuntikäyriä asiakasryhmittäin. Siitä voitaisiin havaita, onko talven kylmimpään aikaan tiettyä vuosikymmenenä ra-

kennettujen rakennuksien kulutus poikkeuksellisen suurta muina vuosikymmeninä rakennettuihin rakennuksiin verrattuna. Ohjelmalla tulisi pystyä vertaamaan myös ominaiskulutuksien kaupunginosakohtaisia eroja sekä kaupunginosakohtaisia arvoja koko Helsingin alueen eri vuosikymmeninä rakennettujen rakennuksien ominaiskulutuksiin.

#### **6.4.2 Asiakasryhmien ja kaupunginosien kulutuksen kehittyminen**

Helsingin alueen asiakkaiden vuosikulutustiedot on tallennettu vähintään kymmenen vuoden ajalta Forum-asiakastietojärjestelmään. Näiden perusteella voidaan arvioida kaupunginosakohtaisesti pitkäaikavälin muutostrendejä. Yhdistämällä matemaattisen asiakastyypin tunnistuksen tulokset asiakastietojärjestelmän sähkökäyttötietoihin, voidaan arvioida myös asiakastyypikohtaisia pitkän aikavälin muutostrendejä sähkön kulutuksessa.

Demovaiheessa tehdyssä analyysissä käytettiin Lauttasaaren ja Pakilan asiakkaiden sähkön käyttötietoja vuosilta 2001–2009. Tarkastelussa otettiin huomioon vain ne käyttöpaikat, jotka olivat olleet olemassa koko tarkastelujakson ajan, joiden liittymätyyppi ei ollut vaihtunut tarkasteluaikana ja joiden liittymästä oli saatavilla sähkön kulutustiedot koko tarkastelujaksolta. Tällä varmistettiin, että tarkasteltava ryhmä sähköasiakkaita oli mahdollisimman vakio, eivätkä asiakaskunnan muutokset vaikuta analyysin tuloksiin. Virhemahdollisuuksien minimoimiseksi otettiin huomioon vain ne liittymät, joilla on vain yksi käyttöpaikka eli asiakas. Näiden toimenpiteiden jälkeen tarkasteltavaksi jäi kaupunginosa-analyyseihin 1 106 liittymää ja asiakastyypianalyyseihin 526 liittymää. Analyysin tulokset on esitetty taulukossa 4.

*Taulukko 4. Pitkän aikavälin sähkönkäytön ulkolämpötilakorjaamattomat muutostrendit eri kaupunginosille ja asiakastyypeille*

Vuosiluku	Kaupunginosa				Asiakastyypit	
	<i>Kaikki</i>	<i>Lauttasaari</i>	<i>Pakila</i>	<i>Muu Lämmitys</i>	<i>Sähkölämmitys</i>	<i>Toimisto</i>
2001	87 356 127	70 263 722	17 092 405	15 220 523	4 181 493	1 890 702
2002	85 245 560	67 986 028	17 259 532	15 223 227	4 353 310	1 830 215
2003	84 467 849	66 995 516	17 472 333	15 103 461	4 513 109	1 752 177
2004	85 135 518	68 183 992	16 951 526	15 024 493	4 261 480	1 709 646
2005	85 851 430	69 601 658	16 249 772	14 926 603	4 105 145	1 722 457
2006	89 801 198	74 034 164	15 767 034	15 259 565	4 277 604	1 830 188
2007	89 331 982	74 521 498	14 810 484	14 964 105	4 002 598	1 764 575
2008	88 169 969	73 830 486	14 339 483	14 983 130	3 781 894	1 754 526
2009	86 563 124	71 873 906	14 689 218	15 110 460	4 035 410	1 702 792
Keskiarvo	86 880 307	70 810 108	16 070 198	15 090 618	4 168 005	1 773 031
Lineaarinen sovite (PNS-menetelmä)	333 253	747 937	-414 685	-20 070	-55 058	-13 889
<b>Sähkönkäytön muutosprosentti</b>	<b>0.38 %</b>	<b>1.06 %</b>	<b>-2.58 %</b>	<b>-0.13 %</b>	<b>-1.32 %</b>	<b>-0.78 %</b>
Liittymien määrä	1106	588	518	380	120	26

Tarkasteluvuosien ulkolämpötilan vaihtelu vaikuttaa erityisesti sähkölämmitystä käyttävien asiakkaiden sähkönkulutukseen. Tämän ilmiön huomioimiseksi sama analyysi tehtiin myös lämpötilakorjatuilla arvoilla (Taulukko 5). Lämpötilakorjaus tehtiin Energiategollisuus ry:n teettämän, asiakkaalle annettavan sähkömyyjän käyttöraporttisuosituksen mukaisesti. Asiakkaan lämpötilakorjattu sähkönkulutus voidaan laskea vuotuisia lämmöntarvelukuja hyödyntäen (Kaava 6) (Rouhiainen 2010, Liite 3).

$$Kulutus_{Korj} = (1 - osuus) * Kulutus_{Alkup} + osuus * Kulutus_{Alkup} * k_{lt}, \quad (6)$$

missä  $Kulutus_{Korj}$  on lämpötilakorjattu tarkasteluryhmän kulutus,  $Kulutus_{Alkup}$  on alkuperäinen tarkasteluryhmän kulutus ja  $osuus$  kertoo, kuinka suuri osa kulutuksesta käytetään lämmitykseen. Lämmöntarvelukukorjauskerroin  $k_{lt}$  lasketaan seuraavasti (Kaava 7) (Rouhiainen 2010, Liite 3).

$$k_{lt} = ltluku_{nvvp} / ltluku_{tvvp}, \quad (7)$$

missä  $ltluku_{nvvp}$  on normaalivuoden lämmöntarveluku ja  $ltluku_{tvvp}$  on tarkasteluvuoden lämmöntarveluku (Ilmatieteenlaitos 2011). Lämpötilakorjauksen yksinkertaistamiseksi korjausta ei tehty erikseen jokaiselle asiakkaalle vaan korjaus tehtiin suoraan kokonaisille kaupunginosille ja asiakastyypeille. Niiden sähkölämmityksen kokonaisuus arvioitiin tehdyn matemaattisen asiakasryhmittelyn ja raportointisuosituksen taulukon pohjalta (Rouhiainen 2010, Liite 5).



*Taulukko 5. Pitkän aikavälin sähkönkäytön ulkolämpötilakorjatut muutostrendit eri kaupunginosille ja asiakastyypeille*

Normaali vuoden lämmöntarveluku		3989					
Vuosisiluku	Lämmöntarveluku / Sähkölämmityksen osuus käytöstä	Kaupunginosa					
		<i>Kaikki</i>	<i>Lauttasaari</i>	<i>Pakila</i>	<i>Muu Lämmitys</i>	<i>Asiakastyypin Sähkölämmitys</i>	<i>Toimisto</i>
		0.26	0.20	0.33	0.15	0.68	0.15
2001	3 870	86 671 855	69 838 212	16 924 036	15 152 414	4 096 668	1 882 241
2002	3 941	84 976 219	67 819 958	17 190 954	15 195 750	4 317 689	1 826 911
2003	4 034	84 718 052	67 148 939	17 537 417	15 129 018	4 547 729	1 755 142
2004	3 756	83 829 782	67 375 510	16 624 578	14 892 855	4 092 218	1 694 667
2005	3 619	83 760 507	68 291 109	15 752 079	14 718 925	3 846 219	1 698 492
2006	3 675	87 945 101	72 851 139	15 357 214	15 079 388	4 048 636	1 808 579
2007	3 509	86 509 463	72 701 149	14 222 015	14 694 008	3 675 085	1 732 725
2008	3 244	83 846 168	71 031 350	13 455 177	14 563 384	3 301 597	1 705 374
2009	3 732	85 098 741	70 933 888	14 376 722	14 964 431	3 858 617	1 686 336
Keskiaarvo		85 261 765	69 776 806	15 715 577	14 932 241	3 976 051	1 754 496
Lineaarinen sovite (PNS-menetelmä)		-33 075	509 949	-488 246	-55 542	-96 489	-17 986
<b>Sähkönkäytön muutosprosentti</b>		<b>-0.04 %</b>	<b>0.73 %</b>	<b>-3.11 %</b>	<b>-0.37 %</b>	<b>-2.43 %</b>	<b>-1.03 %</b>
Liittymien määrä		1106	588	518	380	120	26

Analyyseistä nähdään, että erityisesti sähkölämmitystä käyttävien asiakkaiden ominaiskulutus on pienentynyt ilman lämpötilakorjausta vuosittain 1,3 prosenttia. Muutosta voi selittää esimerkiksi rakennusten eristeiden parantuminen peruskorjauksien yhteydessä, lämmityslaitteiden hyötysuhteen parantuminen tai lämpöpumppujen käytön yleistyminen. Muuta kuin sähkölämmitystä käyttävien asiakkaiden ominaiskulutus on puolestaan pysynyt lähes vakiona. Asiakastyypikohtaisissa analyyseissä on havaittavissa melko suurta vuotuista hajontaa, joten kunnollisten johtopäätösten tekeminen asiakastyypikohtaisista sähkönkäytön muutostrendeistä vaatisi analyysin laajentamista suurempaan asiakasotantaan. Mieluiten tarkastelu tulisi laajentaa kattamaan kaikki Helsingin sähkönkäyttöasiakkaat.

Myös kaupunginosakohtaisia eroja on analyysin perusteella havaittavissa. Lauttasaarella ilman lämpötilakorjauksia asiakkaiden sähkönkäyttö on kasvanut vuosittain noin prosentin, kun taas Pakilassa ominaiskulutus on laskenut vuositason yli 2,5 prosenttia. Kaupunginosakohtainen analyysi kertoo osittain samaa kuin asiakastyypikohtaiset analyysit, sillä Pakilassa on sähkölämmitystä käyttäviä asiakkaita, joiden kulutus on vähentynyt voimakkaammin. Myös kaupunginosakohtaisissa analyyseissä hajonta on merkittävän suurta, vaikka analyysin otanta oli yli kaksi kertaa suurempi kuin asiakastyypikohtaisissa analyyseissä.

Keskimääräisesti ulkolämpötila on noussut viimeisen kymmenen vuoden aikana, jonka seurauksena vuotuinen lämmöntarveluku on pienentynyt (Ilmatieteenlaitos 2011). Tämän seurauksena lämpötilakorjaus vahvistaa entisestään negatiivisia muutostrendejä. Selvimmin lämpötilakorjaus näkyy sähkölämmitystä käyttävässä asiakasryhmässä, jonka sähkölämmityksen osuus käytetystä sähköstä on 68 prosenttia. Sähkölämmitystä käyttävät asiakkaat nostavat myös koko Pakilan lämmityssähkön osuuden koko käytöstä kolmannekseen.

## **6.5 Kuormitusmalli**

Suomen olosuhteissa sähkönkäyttö vaihtelee merkittävästi ympäri vuoden. Erityisesti sähkölämmitystä käyttävien asiakkaiden kulutus kasvaa merkittävästi talven pakkasien aikana, mutta myös muuta kuin sähkölämmitystä käyttävien asiakkaiden kulutus kasvaa talvella. Tämä johtuu siitä, että talvella päivän pituus on lyhyempi ja päivänvaloa täytyy korvata enemmän sähkövalaistuksella. Talven rajut sääolosuhteet vaikuttavat myös ihmisten käyttäytymiseen; huonolla ja pimeällä säällä ihmisillä on taipumus jäädä kotiin, jolloin sähköä käytetään tavallista enemmän.

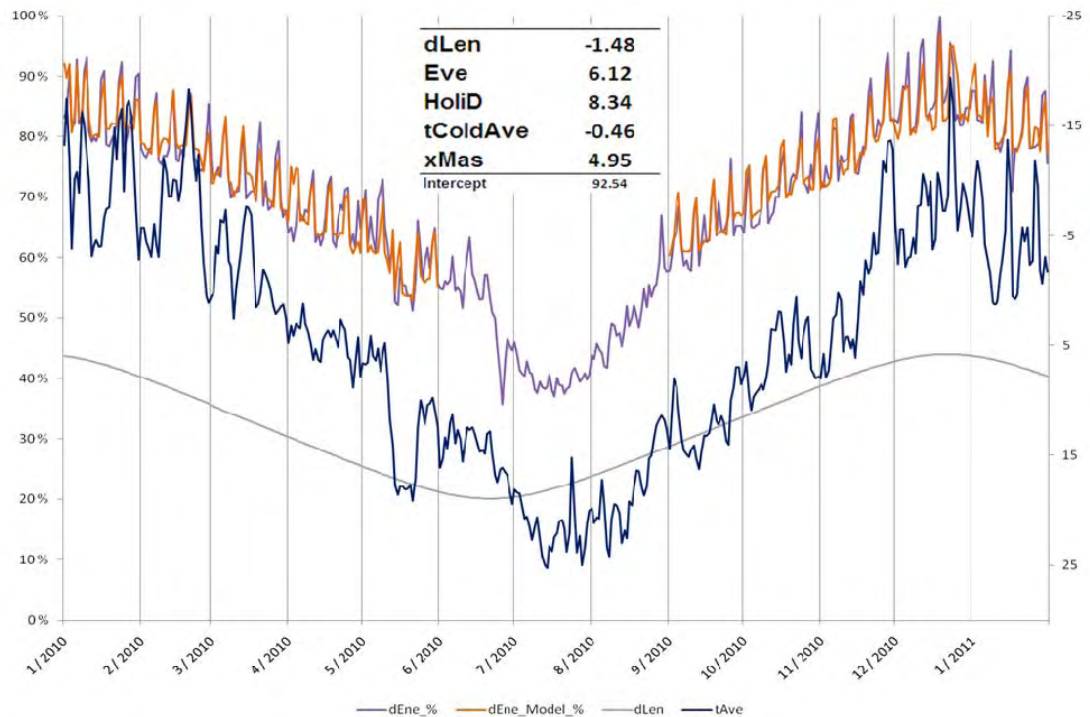
Sähkökuormituksen mallintamisessa on havaittu, että Suomessa sähkönkulutusta voidaan vuositasolla selittää hyvin pelkästään ulkolämpötilan ja päivän pituuden perusteella. Etelä-Euroopassa puolestaan kulutukseen vaikuttavat olennaisesti myös ilman kosteus ja tuulisuus. Yksinkertaisen lineaarisen regressiomallin avulla voidaan selittää sähkönkuormitusta näiden muuttujien perusteella varsin tarkasti. (Koivisto 2010)

Sähkön käytön vuotuinen vaihtelu näkyy selvästi kuvissa 23 ja 24. Kuviin on piirretty myös päivän pituuden vuotuinen vaihtelu Helsingissä sekä Helsingin päivittäiset keskilämpötilat Kaisaniemen mittauspisteestä. Päivän pituuden kuvaaja on käännetty vastakkaisuuntaiseksi, jotta se noudattaa paremmin sähkönkulutuksen vaihtelua. Vasemmanpuoleinen akseli kertoo sähkönkulutuksen prosentteina vuoden huippuarvosta ja oikeanpuoleiselta akselilta voidaan lukea käänteinen päivän pituus ja ulkolämpötila. Kuvissa on esitetty myös tehdyn regressiomallin kaikkien tilastollisesti merkittävien selittävien muuttujien regressiokertoimet. (Rimali et al. 2011)

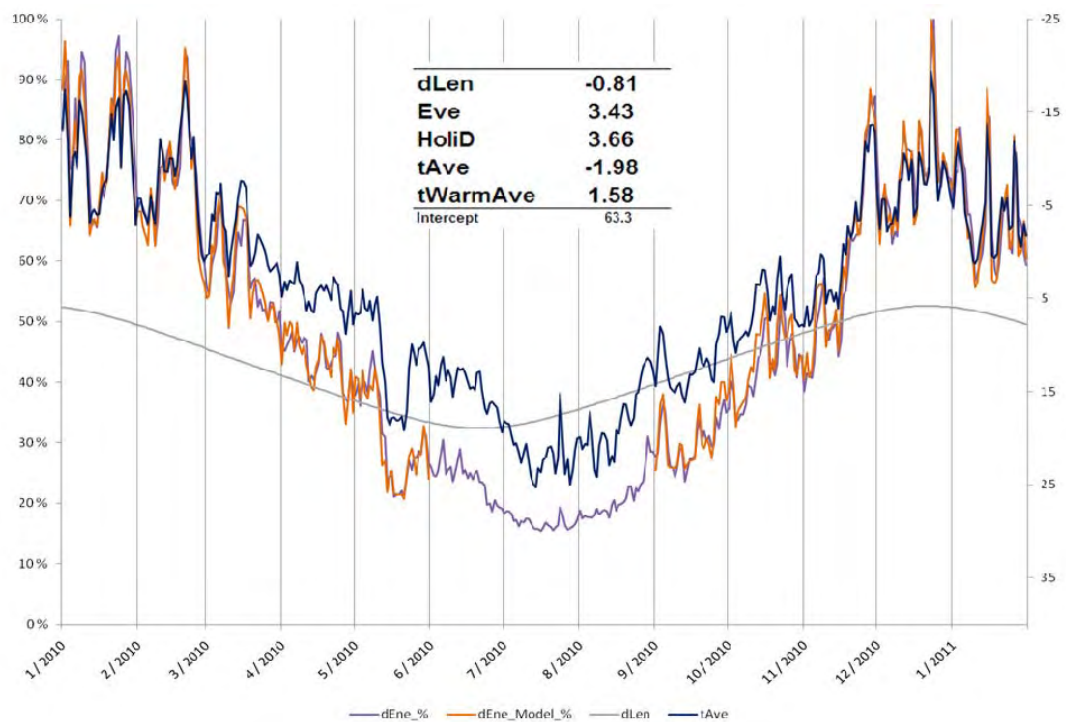
Kuvassa 23 on esitetty muuta kuin sähkölämmitystä käyttävien kotitalousasiakkaiden skaalattu yhteiskulutus ja sen lineaarinen regressiomalli. Tarkastelussa oli mukana 3 483 asiakasta, joiden asiakastyypin on tunnistettu tunnuslukumenetelmällä ja ryhmitely tehty raja-arvojen perusteella. Kuvasta nähdään, että sähkön kulutus seuraa vuositasolla melko tarkasti päivän pituutta lukuun ottamatta kesää, jolloin asiakkaiden lomakaudet sotkevat tarkastelua. Myös sähkönkulutuksen viikkorytmi on selvästi havaittavissa

Kuvasta 24 nähdään, että sähkölämmitystä käyttävien asiakkaiden vuotuinen sähkönkulutus seuraa melko hyvin ulkolämpötilaa. Regressiomallin lämpötilariippuvuus ei kuitenkaan ole lineaarinen, koska ulkolämpötilan vaikutus sähkön kulutukseen heikkenee, kun lämpötila on tarpeeksi suuri, noin yli 15 °C. Tarkastelussa oli mukana 351 sähkölämmitteistä kotitalousasiakasta pääasiassa Pakilan alueelta.

Sama analyysi voitaisiin tehdä myös toimistoille. Lauttasaaren ja Pakilan alue sisälsi kuitenkin vain noin 60 kokonaista kiinteistöä, jotka matemaattisessa asiakastyypin tunnistuksessa luokiteltiin toimistoiksi. Näin ollen lähtöaineisto oli liian suppea luotettavan mallin rakentamiseksi. Samaa mallia voidaan kuitenkin käyttää myös toimistoille. Niille päivän tyyppi on kaikkein tärkein selittävä tekijä. Toimistoille tyypillinen voimakas viikonsisäinen vaihtelu sähkönkäytössä ei näytä pysyvän samana ympäri vuoden, jolloin malliin tarvitaan mahdollisesti monimutkaisempi vuorokauden tyyppi -osoitinmuuttujaryhmä.



Kuva 23. Muuta kuin sähkölämmitystä käyttävien kotitalousasiakkaiden regressiomalli päivä-energioille (Lähde: Matti Koivisto, Aalto-yliopiston sähkötekniikan korkeakoulu) (Liite D)



Kuva 24. Sähkölämmitystä käyttävien kotitalousasiakkaiden regressiomalli päiväenergioille (Lähde: Matti Koivisto, Aalto-yliopiston sähkötekniikan korkeakoulu) (Liite E)

Suomen kotitalouksien sähkön kulutuksen päiväkeskiarvon vaihtelua voidaan mallintaa yksinkertaisen lineaarisen regressiomallin avulla (Koivisto 2011). Regressiomallin kolme tärkeintä selittävää tekijää ovat tarkastelualueen ulkolämpötila (temp), päivän pituus (dLen) ja vuorokauden tyyppi (dType). Mallin luomiseksi ainoa ulkopuolelta tarvittava tieto on ulkolämpötila, koska päivän pituus voidaan laskea suoraan matemaattisen kaavan avulla. Päivittäisen sähkönkäytön regressiomalli on esitetty alla (Kaava 8). (Rimali et al. 2011)

$$y = b_0 + b_{dLen}x_{dLen} + \sum b_{temp} x_{temp} + \sum b_{dType}x_{dType}, \quad (8)$$

missä y on selitettävä muuttuja eli päivän keskimääräisen sähkönkäytön suuruus, x on selittävän muuttujan arvo, b regressiomallin selittävän muuttujan kerroin. Vakiotermi  $b_0$  vaaditaan malliin, mutta sille ei ole mitään järkevää tulkintaa.

Mallissa ulkolämpötilan ja vuorokauden tyyppin vaikutus on esitetty summana, koska niiden huomioimiseen sähkönkulutuksessa ei riitä yksi lineaarinen selittävä tekijä. Mallissa ulkolämpötilan tarkastelu on jaettu kolmeen eri lämpötila-alueeseen, joiden raja-lämpötilat ovat -5 °C ja 13 °C (Kaava 9). Erityisen lämpimällä ilmalla ei tarvita enää lainkaan lämmitystä, jolloin yli 13 °C:ssa sähkön käyttö ei enää laske niin voimakkaasti, vaikka ulkolämpötila nousisi. Myös erityisen kylmillä ilmoilla lämpötila vaikuttaa poikkeuksellisesti sähkön kulutukseen, koska esimerkiksi lämmityksessä apuna käytettävien lämpöpumppujen toiminta-alue ei riitä kylmimmille ilmoille. Raja-lämpötilat valittiin siten, että lämpötilan epälineaarinen riippuvuus kulutukseen pystyttiin mahdollisimman hyvin selittämään kolmella lineaarisella sovituksella. Jokaiseen alueeseen täytyy kuitenkin jättää riittävästi päiviä, jotta mallista tulee järkevä. (Rimali et al. 2011)

$$\sum b_{temp} x_{temp} = b_{tColdAve}x_{tColdAve} + b_{tAve}x_{tAve} + b_{tWarmAve}x_{tWarmAve}, \quad (9)$$

missä tAve on neutraalien päivien (-5 °C - 13 °C) regressiomallin korrelaatiokerroin, tColdAve kylmien päivien (alle -5 °C) kerroin sekä tWarmAve lämpimien päivien (yli 13 °C) kerroin. Samoja merkintöjä on käytetty kuvissa 23 ja 24.

Mallia voidaan käyttää myös lämpötilanormalisointiin. Tällöin haluttu mitoitus-lämpötilakäyrä syötetään selittävänä muuttujana malliin ja kaikki muut selittävät tekijät pidetään vakiona. Skenaarioita luodessa voidaan tehdä sama toimenpide halutulle päivänpituus-ulkolämpötila-yhdistelmälle.

Regressiomallin vuorokauden tyyppi -summamuuttuja koostuu useammasta osoitinmuuttujasta (dummy variable), joilla pystytään erottamaan toisistaan erityyppiset vuorokaudet, kuten arkipäivät ja viikonloput. Mitä useampia vuorokauden tyyppejä mallissa käytetään, sitä tarkempia tuloksia saadaan. Demovaiheessa käytetyssä mallissa erotettiin toisistaan arkipäivät, pyhät (Eve), lomat (HoliD) sekä joulukuukausi (Christmas). Joulukuukausi erotettiin, koska tuolloin sähkön käyttö on täysin poikkeuksellista. Tällä jaottelulla saatiin aikaiseksi kohtuullisen tarkka malli. (Rimali et al. 2011)

Jottei vuorokauden tyyppin huomioonottaminen mallissa tule liian monimutkaiseksi, jotain päiviä voidaan poistaa tarkastelusta ja käsitellä ne erikseen. Kuormitusmalleissa kuvissa 23 ja 24 on poistettu kesäaika, kesäkuun alusta elokuun loppuun, eikä näiden päivien sähkön käyttötietoja ole käytetty muun vuoden mallin rakentamiseen. Kesäaika on poistettu mallista, koska silloin kotitalousasiakkaiden sähkönkulutus laskee poikkeuksellisesti, ja tämä epätarkentaisi koko vuoden regressiomallia huomattavasti. Kesäkuukausien tarkka mallintaminen kuormitusmalleihin osoittautui niin haastavaksi, että asiaa päätettiin tutkia tarkemmin, eikä siihen puututa vielä demovaiheessa. Yksi tapa voisi olla monimutkaistaa vuorokauden tyyppi -osoitinmuuttujajärjestelmää käyttämällä erillistä osoitinmuuttujaa kesälomakaudelle.

Kuviin 23 ja 24 on taulukoitu kaikki mallien tilastollisesti merkittävät muuttujat. Mallin sovitus on tehty käyttämällä pienimmän neliösumman menetelmää (PNS-menetelmä). Mallista nähdään, että päivän pituus tarvitaan selittäväksi tekijäksi sekä sähkölämmitteisten että muulla tavoin lämmitettävien kotitalouksien sähkön käyttöä mallinnettaessa. Päivän pituudella on kuitenkin suurempi painoarvo (-1,48) selitettäessä ei sähkölämmitteisten kotitalouksien sähkönkulutusta. Sähkölämmitteisille kotitalouksille ulkolämpötilalla on suurin vaikutus (-1,98) sähkönkäyttöön, kun ulkolämpötila on alle 13 °C, jonka jälkeen lämpötilan vaikutus kulutukseen ( $-1,98 + 1,58 = 0,40$ ) pienenee

voimakkaasti. Molemmilla asiakasryhmillä pyhä- ja lomapäivät nostavat sähkön kulu-  
tusta. Muuta kuin sähkölämmitystä käyttäville kotitalouksille myös joululla on kasvat-  
tava vaikutus sähkönkäyttöön (4.95).

Demovaiheessa esitetty lineaarinen regressiomalli sähkökuorman selittämiseen pyrittiin  
pitämään mahdollisimman yksinkertaisena kuitenkin niin, että se pystyy selittämään  
suurimman osan sähkön käytön vuotuisesta vaihtelusta. Demovaiheen aikana tehtiin  
joitain tilastollisia testejä mallin toimivuuden varmistamiseksi ja hyvyyden arvioimi-  
seksi. Testejä jatketaan edelleen, jotta löydetäisiin optimaalisin malli, joka on samaan  
aikaan yksinkertainen mutta tarkka. Lähtökohtaisena ideana on rakentaa malli, jonka  
virhetermi sisältää ainoastaan täysin satunnaista vaihtelua eli valkoista kohinaa.

Demovaiheessa tehdyt mallit sähkölämmitteisille ja ei sähkölämmitteisille koti-  
talouksille sisältävät virhetermissä melko korkean ensimmäisen kertaluvun auto-  
korrelaation. Se voi johtua siitä, että mallista on jätetty pois jokin olennainen selittävä  
tekijä, kuten tuulisuus, sateisuus tai ilman kosteus. Näiden huomioon ottaminen mallissa  
vaatisi laajennettua lähtöaineistoa ja aikasarjat kyseisistä tiedoista, joten niitä ei ole  
tutkittu demovaiheen aikana. Toinen vaihtoehto autokorrelaatioon on virheellinen olet-  
tamus mallin rakenteesta tai vastemuuttujien puuttuminen. Useampia modifikaatioita  
malliin on tutkittu, mutta mikään niistä ei ole ratkaissut autokorrelaatio-ongelmaa.  
(Rimali et al. 2011) Virhetermin ensimmäisen kertaluvun autokorrelaatio voi johtua  
myös siitä, että tämän päivän sähkönkäyttöön vaikuttaa edellispäivän sähkönkulutus.  
Tämä voitaisiin ottaa huomioon käyttämällä joko dynaamista mallia kuorman ennusta-  
misessa tai staattista mallia, joka ottaa huomioon virhetermin ensimmäisen kertaluvun  
autokorrelaation. Dynaamisessa mallissa ei voi kuitenkaan käyttää lämpötilaa tai päivän  
pituutta viivästettynä selittävänä tekijänä, koska se aiheuttaa puolestaan multi-  
kollineaarisuusongelman.

Tässä vaiheessa mallin autokorrelaatio-ongelma vain tiedostettiin, eikä sen olemassa-  
oloa otettu huomioon. Demovaiheessa kuormitusmallin muodostamisessa tärkeintä oli  
löytää olennaisimmat selittävät tekijät sähkönkäytölle Suomen olosuhteissa. Tässä ta-  
voitteessa onnistuttiin hyvin, koska päivän pituus, ulkolämpötila ja päivän tyyppin avulla  
voidaan selittää suurin osa päivittäisen sähkönkäytön vuotuisesta vaihtelusta.

## **7 Kuormituksen ennustaminen**

### **7.1 Yleiset ennustusmenetelmät**

Sähkö on nykyisin kaikille jokapäiväinen hyödyke, jonka täytyy olla aina saatavilla. Lähes kaikki elinkeinoelämän liiketoiminnot ovat myös jatkuvan sähköntoimituksen varassa. Varmistaakseen jatkuvan sähköntoimituksen myös tulevaisuudessa sähköverkkoyhtiön on pystyttävä ennustamaan toiminta-alueensa sähkökuormituksen muutokset riittävän tarkasti ja riittävän pitkälle tulevaisuuteen. Kuormitusennusteiden on taattava tieto siitä, kuinka paljon, missä ja milloin sähköä tulevaisuudessa tarvitaan.

Alueen nykyinen sähkönkäyttö on aina lähtökohtana kuormitusennusteissa. Sen perusteella pyritään ennustamaan tulevaisuuden sähkönkäyttö huomioimalla yhteiskunnan yleinen kehityssuunta. Sähkönkulutukseen vaikuttavat alueen sosioekonomiset tekijät, kuten väestönkasvu, työpaikkojen määrän lisääntyminen, maankäytön suunnittelu, energian hinta sekä taloudelliset ja poliittiset kannustimet, erityisesti energiaan liittyen. Tehtäessä alueellisia kuormitusennusteita joitakin näistä tekijöistä otetaan huomioon. Suurimmat muutokset tulevaisuuden alueelliseen kuormitukseen tulevat yleensä joko nykyisen kuorman merkittävästä muutoksesta tai alueen kasvusta ja uusien alueiden käyttöönotosta. (Rimali et al. 2011)

Verkkoyhtiöt joutuvat tekemään ennusteita pitkällä aikavälillä, noin 30–50 vuotta eteenpäin, koska alueverkon ja sähköasemien laitteistojen käyttöiät ovat kymmeniä vuosia ja niiden rakentaminenkin kestää useita vuosia. Toisaalta lyhyemmän tähtäimen ennusteita tarvitaan jakeluverkon vahvistustarpeiden määrittämiseksi. Mitä pidemmälle ennustetaan, sitä enemmän eri vaihtoehtoja tulee ottaa huomioon ja tällöin myös ennusteiden hajonta kasvaa. Tässä työssä on käsitelty keskipitkän ja pitkän tähtäimen ennustamista 5-50 vuotta eteenpäin.



Yhtä kaupunkia tai jotain sen osaa käsittelevissä alueellisissa kuormitusennusteissa, voidaan käyttää kahta eri ennustusmenetelmää:

- Trenditarkastelu, jossa ekstrapoloidaan nykyisiä kuormituskäyriä.
- Simulointi, missä pyritään mallintamaan kuorman kasvu itsessään sekä syyt, mistä se johtuu.

Yleisin trenditarkastelumenetelmä on moniulotteinen regressiomalli, jossa polynomi-funktio sovitetaan historialliseen huippukuormitusaineistoon (Willis 2002). Trenditarkastelu soveltuu parhaiten lyhyisiin laajoja alueita käsittäviin ennusteisiin. Trenditarkastelu perustuu pelkkään historialliseen dataan, jonka takia se ei ole käyttökelpoinen pitkän aikavälin ennusteissa. Kun ennustusalueet ovat maantieteellisesti pieniä tai täysin uusia asuinalueita, vapaiden asumattomien alueiden vaikutus ennusteisiin kasvaa. Tällöin trenditarkastelu antaa virheellisiä tuloksia, koska uusilta alueilta ei ole saatavilla historiallista aineistoa, johon trenditarkastelun voisi perustaa. Nämä kaksi ongelmaa estävät pelkän trendimenetelmän käytön kaupungin sisäisissä alueellisissa pitkän tähtäimen ennusteissa. (Rimali et al. 2011).

Maankäytön simulointimenetelmää on jo pitkään käytetty ajallisen ja maantieteellisen sähkökuorman kehittymisen mallintamiseen. Menetelmässä historiallisen maankäytön vaikutus sähkökuormaan on mallinnettu, jotta tulevaisuuden sähkökuormaa voidaan simuloida maankäyttöennusteisiin perustuen (Rimali et al. 2011). Menetelmä on toimivin, koska maankäytöllä on kaikkein suurin vaikutus tulevaisuuden sähkönkäyttöön erityisesti nopeasti kasvavilla kaupunkialueilla. Tästä johtuen sähköverkkoyhtiöt haluavat työskennellä tiiviissä yhteistyössä kaupunkien maankäytön suunnitteluosastojen kanssa. Menetelmä soveltuu hyvin tarkan resoluution pitkän aikavälin kuormitusennusteiden tekemiseen (Willis 2002).

Simulointia ja trenditarkastelua voidaan käyttää ennusteissa myös samanaikaisesti. Trenditarkastelu ottaa ennusteissa huomioon historiallisen kehityksen ja simulointi luo perustrendin päälle vaihtoehtoisia skenaarioita tulevasta sähkön käytön muutoksista. Lisäksi simulointi lisää ennusteisiin odotettavissa olevat, tunnetuista syistä johtuvat sähkönkäytön muutokset. Menetelmien yhtäaikaisessa käytössä on kuitenkin varottava,

etteivät molemmat menetelmät ota huomioon samaa yhteiskunnan sähkönkäyttöön vaikuttavaa muutosta yhtä aikaa. Esimerkiksi trenditarkastelussa historiallinen kuorman kasvu johtuu pääasiassa lisärakentamisesta, jolloin simulointimenetelmässä voidaan enää ottaa huomioon normaalista trendistä poikkeava lisärakentaminen.

## 7.2 Sähkökuorman skenaariotyökalun ennustusmenetelmä

Suunnitellussa alueellisessa sähkökuorman skenaariotyökalussa lähtökohtana ovat alueen asiakkaiden tämänhetkiset etäluettavilla mittareilla mitatut todelliset tuntitason sähkön kulutukset. Historiallisia kuormituskäyriä ja muita tietolähteitä hyödyntämällä pyritään mallintamaan tämänhetkisen todellisen kulutuksen päälle mahdollisimman tarkasti tulevat muutokset sähkön kuormituksessa useita vuosikymmeniä eteenpäin. Asiakkaiden tuntisarjat säilytetään koko ennustusprosessin läpi, jolloin ennusteita voidaan tehdä joustavasti erimittaisille ajanjaksoille: tunti, päivä, viikko, kuukausi tai vuosi. Skenaariotyökalun menetelmät soveltuvat parhaiten pitkän aikavälin ennusteisiin, joita voidaan tehdä pienillekin maantieteellisille alueille, kuten kaupunginosille tai kortteleille.

Tulevaisuuden sähkökuorman muutokset on skenaariotyökalussa jaoteltu kolmeen kategoriaan: uudisrakentamisen vaikutukset sähkönkäyttöön, uusi tuotanto ja sähkönkäyttö sekä sähkönkäytön muutokset (Kuva 25). Nämä pyrkivät mallintamaan mahdollisimman tarkasti yhteiskunnan sähkönkäyttöön vaikuttavat väestörakenteen, elinkeinon elämän, rakennuskannan sekä ihmisten ajatustapojen muutokset. Kun tulevaisuuden muutoksiin lisätään nykyinen sähkönkäyttö, saadaan lopputuloksena skenaarioita tulevaisuuden sähkökuormasta.

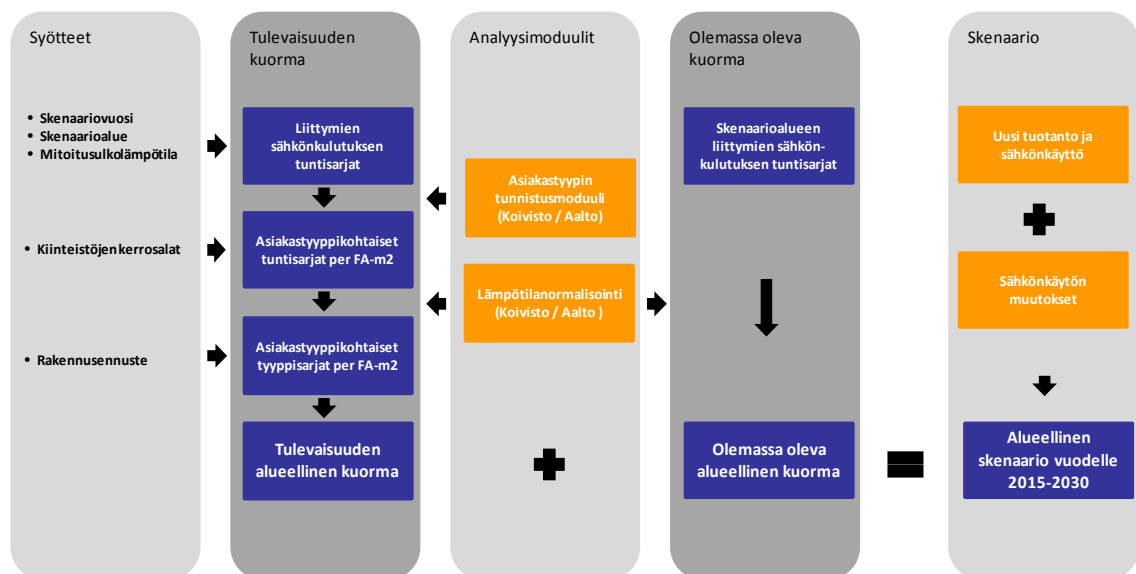
### Sähkön käytön skenaario=

#### Nykyinen sähkön käyttö

- ± Uudisrakentamisen vaikutukset sähkön käyttöön
- ± Uusi tuotanto ja sähkön käyttö
- ± Sähkön käytön muutokset

*Kuva 25. Tulevaisuuden sähkökuormaan vaikuttavat tekijät*

Skenaariotyökalun lähtötiedoiksi tarvitaan asiakkaiden tuntisarjojen lisäksi historialliset ulkolämpötilasarjat, sähkökäyttöpaikkoihin liittyvien rakennuksien kerrosalat ja kaupungin pitkän tähtäimen rakennusennusteet. Lisäksi tarvitaan tieto, mille alueelle skenaariot halutaan tehdä ja mitä mitoitusulkolämpötilasarjaa halutaan käyttää. Ennustetta tehtäessä käyttäjä pystyy päättämään, mitä menetelmiä käytetään asiakastyypien erotelussa ja asiakasryhmien muodostuksessa. Skenaariotyökalu ottaa valintojen jälkeen automaattisesti huomioon tulevan rakennusennusteen vaikutukset sähkökuormitukseen hyödyntäen tunnistettuja käyttäjäryhmiä ja niille laskettuja kerrosneliömetrikohtaisia ominaiskulutuksia. Käyttäjän ammattitaidon varaan jää tulevaisuuden uuden tuotannon ja sähkökäytön suuruuden määrittäminen sekä nykyisen sähkökäytön muutostrendien arvioiminen. Skenaariotyökalun koko tiedonkäsittelyprosessi lähtötiedoista valmiisiin ennusteisiin on esitetty alla (Kuva 26). Seuraavissa osioissa käsitellään yksityiskohtaisemmin skenaarion eri lähteitä.



Kuva 26. Skenaariotyökalun tiedonkäsittelykaavio (Liite F)

## 7.2.1 Nykyinen sähkökäyttö

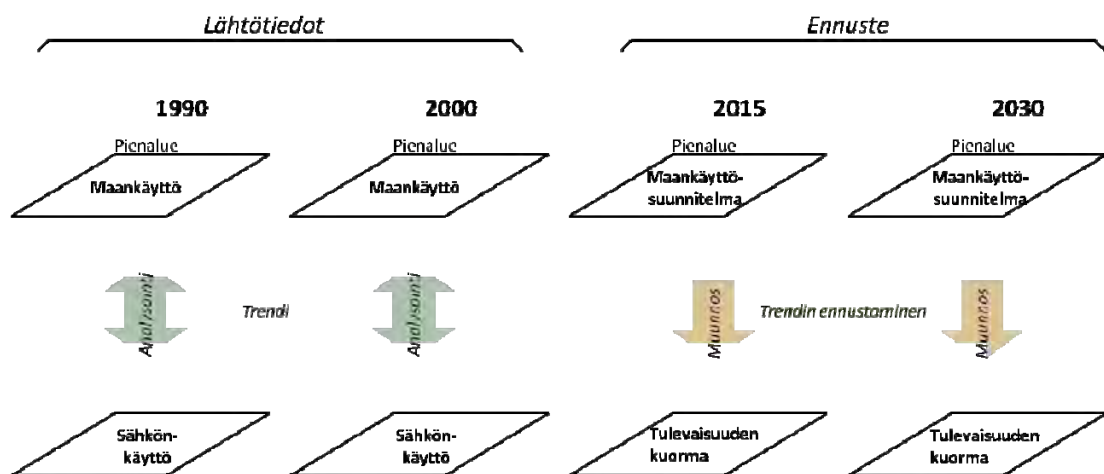
Skenaariotyökalussa käytetään lähtötietona Generis-mittaustietokannasta luettuja yksittäisten asiakkaiden tuntisarjoja. Suuresta tietomäärästä johtuen tuntisarjoista ei ole järkevää tehdä kopioita, vaan ne tulee pystyä lukemaan nopeasti suoraan mittaus-tietokannasta erillisen rajapinnan välityksellä. Luvun 6 esittämällä tavalla asiakkaiden

tuntisarjat siistitään epärealistisista tuntiulukemista ja tuntisarjat skaalataan haluttuihin ulkoilmaolosuhteisiin hyödyntämällä ulkoilman lämpötilatietoja ja päivän pituutta. Useimmissa analyyseissa huomioidaan vain tyypillisesti käyttäytyvät asiakkaat, koska sähkönkulutukseltaan merkittävästi poikkeavat asiakkaat vääristäisivät analyyysien tuloksia liikaa. Lopullisiin kuormitusskenaarioihin pitää kuitenkin lisätä myös tällaisia yksittäisiä erikoisasiakkaita.

Asiakkaiden tuntisarjat analysoidaan asiakastyypin matemaattiseksi erottamiseksi ja asiakasryhmien muodostamiseksi. Lisäksi asiakasryhmien kerrosneliömetrikohtainen kulutus arvioidaan yhdistämällä asiakkaiden tuntisarjat kuntarekisterin ja verkkotietojärjestelmän tietoihin. Hyödyntämällä useamman vuoden peräkkäisiä tuntisarjoja tai historiallisia vuosikulutuksia voidaan arvioida myös alueellisia ja asiakasryhmäkohtaisia trendejä sähkökuorman muutoksessa.

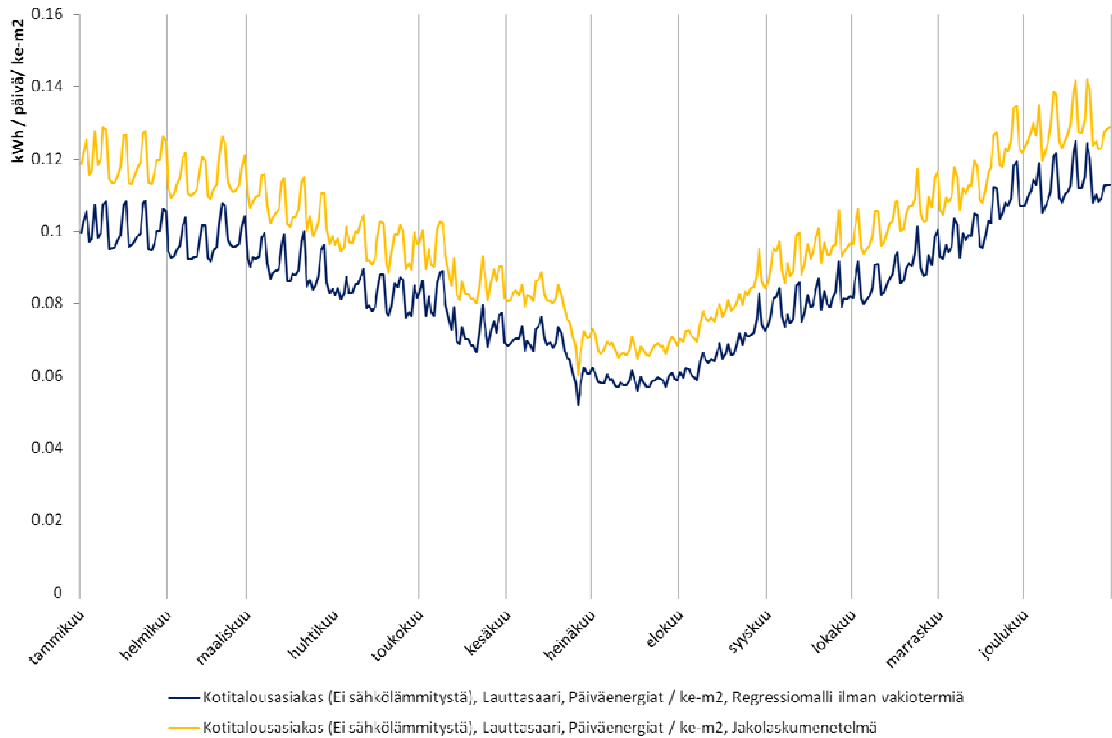
## 7.2.2 Uudisrakentamisen vaikutukset sähkönkäyttöön

Rakennuskannan muutokset on suurin yksittäinen tekijä, joka vaikuttaa sähkön kulutukseen. Skenaariotyökalussa pyritään mallintamaan lisärakentamisen kasvattama sähkökuorma kaupungin rakennusennusteiden perusteella (Kuva 27). Helsingin kaupungin alueella rakennusennusteita on saatavilla vuoteen 2030 asti kaikille kaupungin 130 osaluodeelle erikseen asuinrakentamiselle ja toimitiloille.



Kuva 27. Rakennusennusteiden ja pinta-alakohtaisten ominaiskulutuksien huomioon ottaminen arvioitaessa uudisrakentamisen vaikutuksia tulevaisuuden sähkön käyttöön

Aikaisemmin kuormitusennusteissa on käytetty kaupunginosa-alueittain toteutuneista kokonaiskulutuksista määriteltyjä ominaiskulutuksia erikseen asunnoille ja toimistoille. Tuntisarjojen hyödyntäminen skenaariotyökalussa mahdollistaa huomattavan tarkennuksen tähän, koska kaikille asiakasryhmille tai maantieteellisille alueille voidaan määrittää yksilölliset kerrosneliömetrikohtaiset ominaiskulutukset. Lisäksi voidaan yksittäisille asiakasryhmille käyttää päivittäisiä tai jopa tunnittaisia kertoimia muunnettaessa rakennusennusteita sähkönkäytönmuutosennusteiksi. Kuvassa 28 on esitetty Lauttasaaren kaukolämmitystä käyttävien kotitalousasiakkaiden kerrosneliömetrikohtaiset ominaiskulutukset sekä jakolaskumenetelmällä että lineaarisella sovituksella laskettuna.



Kuva 28. Lauttasaaren kaukolämmitystä käyttävien kotitalousasiakkaiden kerrosneliömetrikohtaiset päiväenergiat laskettuna jakolaskumenetelmällä ja regressiomallilla ilman vakio-termiä

Asiakasryhmien määrä tai rakennusennusteiden tarkkuus määräävät sen, kuinka tarkkaan rakennuskannan vaikutukset tulevaisuuden sähkön käytöskenaarioihin voidaan arvioida. Helsingissä rakennusennusteet on eroteltu vain toimistoihin ja asuinrakentamiseen, jolloin useammalla kuin kahdella asiakasryhmällä tyypillisine neliö-

kohtaisine ominaiskulutuksineen ei ole suurtakaan merkitystä arvioitaessa tulevan rakentamisen vaikutusta sähkönkäyttöskenaarioihin. Toki tulevan asuinrakentamisen lämmitysmuodot voidaan arvioida alueen olemassa olevan rakennuskannan perusteella, jolloin useammalla asiakasryhmällä voidaan saada tarkennuksia skenaarioihin. Yksi vaihtoehto on myös luoda kaksi mittauksiin perustuvaa koosteryhmää, joihin yhdistetään useampia asiakasryhmiä sopivissa suhteissa. Rakennuskannan muutosta arvioidessa haastavinta on poistuvan rakennuskannan suuruuden arviointi ja ennustaminen, koska siitä ei ole saatavilla mitään ennusteita ainakaan Helsingin kaupungin alueella. Tiheimmin asutuilla alueilla uudisrakentaminen voi korvata vain olemassa olevia rakennuksia, jolloin alueen sähkökuormassa ei tapahdu niin suuria muutoksia.

### 7.2.3 Uusi tuotanto ja sähkön käyttö

Nyt ja lähitulevaisuudessa eletään sähkönkäytön kannalta suurta murrosta, koska perinteisiä energiantuotantotapoja ollaan korvaamassa uusiutuvia energialähteitä käytävillä menetelmillä. Samaan aikaan ihmiset ovat tottuneet elämään hyvinvointiyhteiskunnassa, jonka palvelut käyttävät paljon energiaa. Poliittiset painotukset, taloudelliset kannustimet ja ihmisten ajatusmallien muutokset ajavat myös väistämättä energian tuotannon ja sen käytön muutoksiin. Tavoitteena on pienentää ympäristön kuormitusta parantamalla energiatehokkuutta. Usein tämä tarkoittaa vaihtamista fossiilista polttoaineista hiilidioksidivapaasti tuotettuun sähköön, mikä vain lisää sähköverkkojen kuormitusta. Taulukossa 6 on lueteltu uusia ja lisääntyviä tapoja käyttää ja tuottaa sähköä, jaoteltuna sen mukaan alentavatko vai kasvattavatko ne sähkön käyttöä.

*Taulukko 6. Yleistyvät sähkön tuotannon ja käytön muodot, jotka voivat joko lisätä tai vähentää sähkön käyttöä.*

+ Ilmastointi	± Lämmitysmuodon vaihto	- Matalaenergia rakentaminen
+ Sähköautot	± Lämpöpumput	- Energiansäästövalaistus
+ Sähköinen joukkoliikenne	± Kaukojäähdytys	- Pientuotanto
+ Laivojen satamakaapelointi		- Poliittiset rajoitukset ja sanktiot
+ Tietokonesalit		

On odotettavissa, että uudet sähkön tuotanto- ja käyttömuodot tekevät asiakkaista entistä yksilöllisempiä. Tällöin yksittäisten asiakkaiden sovittaminen tiettyihin tyyppi-asiakasryhmiin vaikeutuu, jolloin myös ennusteiden tarkkuus kärsii. Jatkossa onkin todennäköisesti järkevämpää käyttää kymmenien yksilöllisten asiakasryhmien sijasta karkeampaa asiakasryhmäjakoa, sekä tunnistaa asiakkaitten yksittäisiä sähkön käytön tai tuotannon moduuleita. Skenaarioita tehtäessä näitä uusia sähkön käytön- tai tuotannonmoduuleita voidaan lisätä suoraan yksittäisille asiakkaille tai alueellisiin ennusteisiin sen mukaan, kuinka nopeasti niiden uskotaan yleistyvän. Samantyylistä modulaarista sähkön käytön palikkamenetelmää on tutkittu ainakin sähköautoille ja lämpöpumpuille Valtion Teknillisessä Tutkimuskeskuksessa (VTT) (Koreneff 2010).

Pienimmätkin uudet tuotanto- tai käyttöpisteet pitäisi pystyä tunnistamaan, koska sähköasematasolla ne voivat olla jo merkittäviä verkon kuormituksen kannalta. Tulevaisuudessa sähkömarkkinoille on odotettavissa myös täysin uusia operaattoreita, kuten aggregaattorit, jotka hallinnoivat useampia pienvoimaloita (Valtonen 2010). Näille uusille toimijoille täytyy määrittää omat tuotanto- tai kuormituskäyrät ja lisätä ne mukaan skenaarioihin. Vielä tärkeämpää on saada mukaan skenaarioihin sellaiset uudet yksittäiset asiakkaat, joiden huippukulutus on jopa megawattien luokkaa.

Haastavinta verkkoyhtiölle on tunnistaa tällaiset uudet sähkön käyttö- ja tuotanto- muodot yksittäisten asiakkaiden sähkön kulutuksen tuntisarjasta. Verkkoyhtiö saa vain harvoin tietoa suoraan asiakkaalta siitä, että hän asentaa jonkin uuden sähköä tuottavan tai käyttävän laitteen. Yhtenä vaihtoehtona on pyrkiä etukäteen muodostamaan mallit eri laitteiden kuormituksille ja pilkkoa asiakkaan kokonaissähkön käyttö yksittäisille laitteille. Seuraavaksi käsitellään erikseen aurinkopaneelien ja sähköautojen vaikutusta sähköverkon kuormitukseen, koska niiden uskotaan yleistyvän Helsingin alueella eniten.

### **7.2.3.1 Aurinkopaneelit**

Aurinkopaneeleilla tuotettu sähkö on yksi lupaavimmista tulevaisuuden uusiutuvan energian tuotantomuodoista. Aurinkopaneelit soveltuvat erityisesti tiheään asutuille alueille, koska ne voidaan integroida olemassa olevien rakennuksien katoille ja julki-

sivuille. Tuulivoimaan verrattuna aurinkopaneelien tuotantoa pystytään ennustamaan paremmin, mutta toisaalta aurinkovoiman tuotannossa on Suomen olosuhteissa merkittävä vuodenaikainen vaihtelu. Viimeaikaisen paneelien hintakehityksen ansiosta on odotettavissa paneelien merkittävä yleistymisen lähitulevaisuudessa. Verkkoyhtiöiden on varauduttava tähän, koska lisääntyvä aurinkosähkön tuotanto on pystyttävä mallintamaan verkon kuormitukseen.

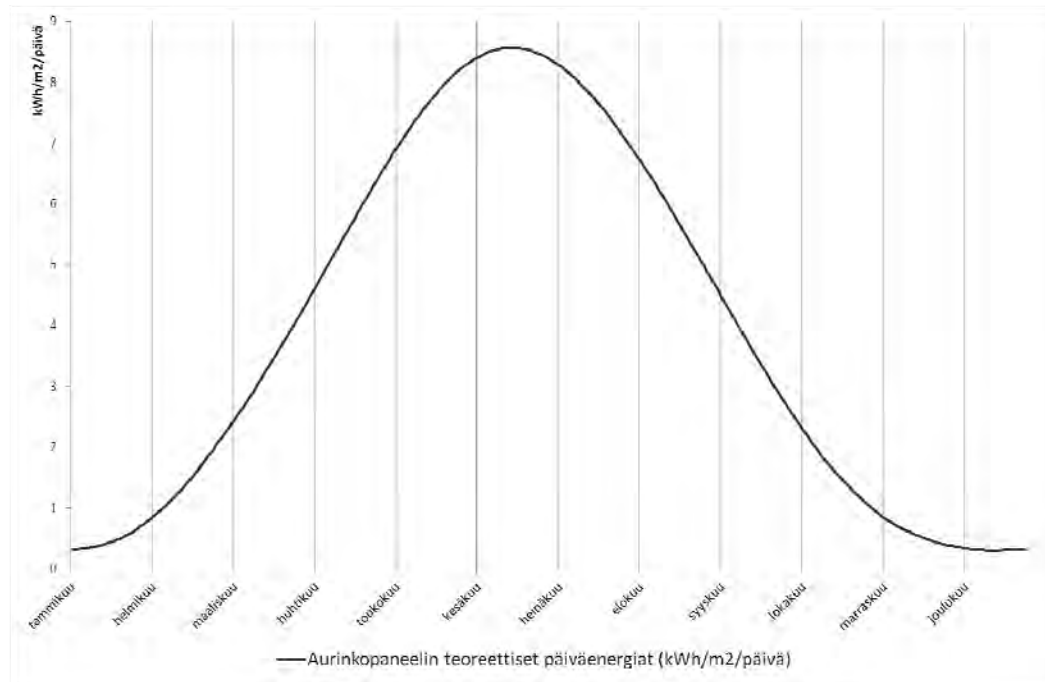
SGEM-projektiin liittyen Aalto-yliopiston sähkötekniikan korkeakoulussa on tutkittu aurinkopaneelien teoreettista ja todellista tuotantoa sekä pyritty rakentamaan mahdollisimman tarkka malli paneelien tuotannolle. (Hellman 2011). Auringon teoreettinen säteilyteho vaakasuorille tai kalteville pinnoille voidaan määrittää useilla erilaisilla matemaattisilla malleilla, joista yksi on Rigollierin malli. Suoran säteilyn teoreettinen säteilytehon suuruus on riippuvainen ilman sameudesta ja auringonsäteiden tulo- kulmasta, joka voidaan määrittää maanpallon koordinaattien perusteella. Vaakasuoralle pinnalle osuva suora säteilyteho ( $\text{W/m}^2$ ) voidaan määrittää seuraavasti (Kaava 10). (Rigollier 2000)

$$B_c = I_0 \varepsilon \sin \gamma_s e^{-0,8662 T_L (AM2) m \delta_R(m)}, \quad (10)$$

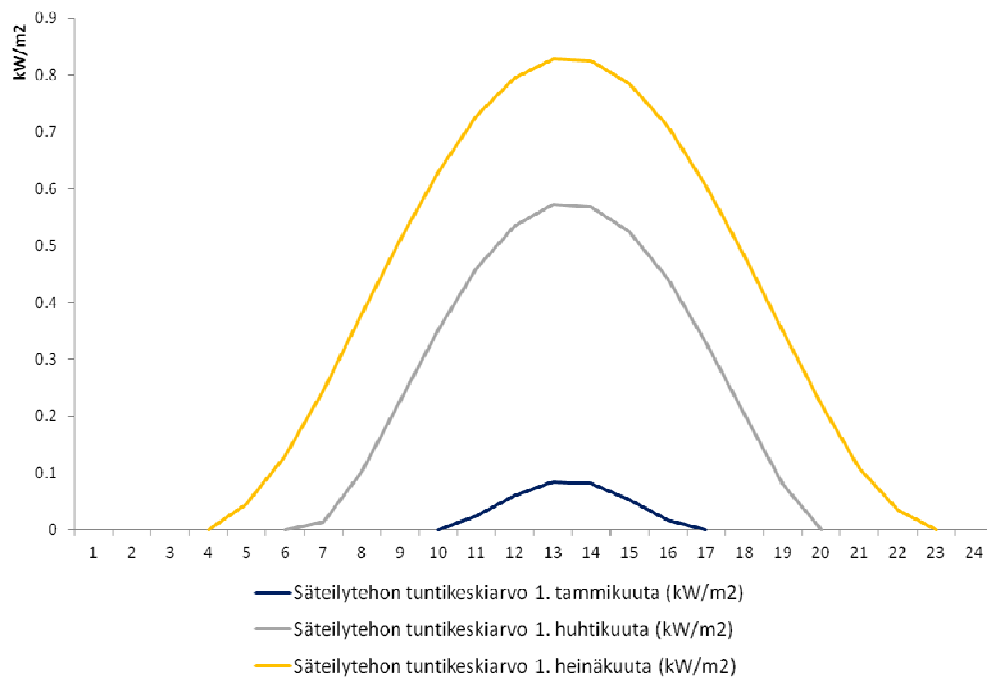
missä  $I_0$  on auringon maan ulkopuolinen säteilynvoimakkuusvakio ( $1367 \text{ W/m}^2$ ),  $\varepsilon$  maan ja auringon välisen etäisyyden korjauskerroin,  $\gamma_s$  auringon säteilyn korkeuskulma,  $T_L(AM2)$  Linke sameus -kerroin,  $m$  suhteellinen optinen ilmamassa ja  $\delta_R(m)$  Rayleighin optinen tiheys. (Rigollier 2000)

Auringonsäteilyn matemaattisen mallin avulla voitiin laskea auringon teoreettinen säteily Helsinki-Vantaan lentoaseman koordinaateilla. Etelä-Suomen korkeudellakin auringon säteilyteho vaihtelee vuodenajan mukaan  $0,3 - 8,6 \text{ kWh} / \text{m}^2$  (Kuva 29). Myös vuorokauden sisäinen teoreettinen säteilyteho vaihtelee voimakkaasti vuodenajan mukaan (Kuva 30). Heinäkuussa säteilyteho on melkein ympäri vuorokautista parhaimmillaan yli  $0,8 \text{ kW} / \text{m}^2$ :n teholla, kun taas tammikuussa tuotanto rajoittuu viiteen tuntiin vuorokaudessa vaatimattomalla alle  $0,1 \text{ kW} / \text{m}^2$ :n huipputeholla. Kuvissa esitetyt kellonajat ovat Suomen talvi- eli normaaliaikaa.





Kuva 29. Vaakatasoon asennettuun aurinkopaneeliin kohdistuvan säteilyn teoreettiset päiväenergiat neliometriä kohden (kWh/m<sup>2</sup>/päivä) Helsinki-Vantaan lentoasemalla. (Lähde: Hannu-Pekka Hellman, Aalto-yliopiston sähkötekniikan korkeakoulu)



Kuva 30. Vaakatasoon asennetun aurinkopaneelin vuorokauden neliometrikohtaiset teoreettiset säteilytehon tuntikeskiarvot (kW/m<sup>2</sup>) tammikuussa, huhtikuussa ja heinäkuussa Helsinki-Vantaan lentoasemalla. (Lähde: Hannu-Pekka Hellman, Aalto-yliopiston sähkötekniikan korkeakoulu)

Aurinkopaneelista saadaan kuitenkin hyvin harvoin teoreettista maksimia lähellä oleva tuotanto. Siksi aurinkopaneelimalleia kehitetään edelleen Aalto-yliopiston sähkötekniikan korkeakoulussa. Lopulliseen skenaariotyökaluun integroitava tuotantomalli ottaa huomioon säteilyn lisäksi aurinkopaneelin asennuskulman sekä paneelin lämpenemisestä johtuvan aurinkopaneelin tuotannon heikkenemisen. Ilmatieteenlaitoksen mittaamien pilvisyystietojen pohjalta voidaan tilastotieteen menetelmin arvioida myös tuotantoa heikentävien pilvien todennäköisyyttä eri vuoden aikoina. Tällöin kuormituskäyrissä voidaan huomioda hyvin realistisesti aurinkopaneelien tuotanto. (Hellman 2011)

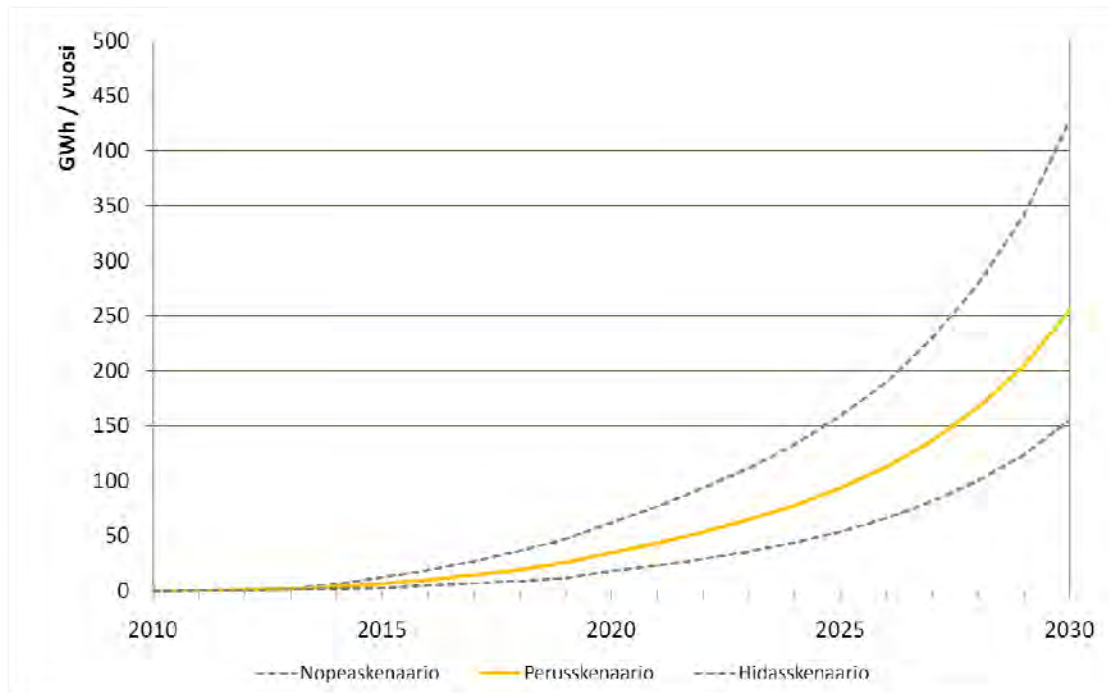
### **7.2.3.2 Sähköautot**

Sähköautot ovat yleistymässä vähitellen niin Helsingissä kuin muuallakin Suomessa. Sähköautojen sähköenergian tarve on niin merkittävä, että niiden hidaskin yleistyminen on otettava huomioon sähköverkon kuormitusennusteissa ja sähköverkon investointeja suunniteltaessa. Haastavinta sähköautojen mallintamisessa alueellisiin kuormitusennusteisiin on se, että ne liikkuvat jatkuvasti paikasta toiseen, jolloin niiden latausajat ja -paikat voivat vaihdella päivittäin. Toisaalta tulevaisuudessa sähköautojen akut voivat tarjota reservitehoa sähköverkon kuormituksen tasapainottamisessa, jos verkkoyhtiöille annetaan oikeus ohjata sähköautojen latausta.

Helsingin Energia on luonut arvioita sähköautojen yleistymisestä Helsingin kaupungin ja Valtion Teknillisen Tutkimuskeskuksen (VTT) taustatietojen perusteella. Käyttämällä ennusteissa perusskenaariota arvioidaan, että vuonna 2030 Helsingissä olisi noin 70 000 sähköautoa, joka vastaisi lähes 30 prosenttia Helsingin alueella nykyisin liikennöivästä autokannasta. Nopein skenaario toisi Helsingin kaduille vuoteen 2030 mennessä jopa 120 000 sähköautoa, jos oletetaan ladattavien sähköautojen yleistyvän Helsingissä 20 % muuta Suomea nopeammin. (Palola 2011)

Sähköautojen sähköverkonkuormitus koko Helsingin alueella voidaan laskea olettamalla sähköautojen sähkön kulutukseksi 0,2 kWh ajettua kilometriä kohden sekä vuorokauden keskimääräiseksi ajomatkaksi noin 50 kilometriä, josta sähköllä ajettava osuus on 80 prosenttia. Perusskenaariota käyttämällä sähköautot tarvitsisivat sähköä noin

250 GWh, joka vastaa noin viittä prosenttia Helsingin kokonaissähkön käytöstä vuonna 2010 (Kuva 31) (Helsingin Energia 2011). Jos sähköautot yleistyvät Helsingin alueella nopean skenaarion mukaisesti, vuonna 2030 niiden lataukseen voi kulua sähköä lähes 450 GWh. (Palola 2011)



Kuva 31. Sähköautojen vuotuinen sähköenergian tarve eri kehitysskenaarioiden perusteella 2010-2030

Helsingin Energian mukaan hyödyntämällä yönaikaista sähkökuormituksen alenemista sähköautojen lataukseen voidaan Helsingin alueella ladata öisin 100 000 sähköautoa. Öinen lataus riittäisi 85 kilometrin ajomatkaan seuraavana päivänä, eikä tällöin jouduttaisi kasvattamaan energiantuotantokapasiteettia merkittävästi sähköautojen lisääntyessä. (Palola 2011). Ongelmaksi voi muodostua kuitenkin sähköverkon tehotarpeen hallinta, mikä myös määrittää viime kädessä verkoston kehitystarpeet. Verkkoyhtiön haasteena on saada asiakkaat lataamaan sähköautojaan optimaaliseen aikaan, jolloin verkon kuormitus on muuten matalaa. Tällöin voidaan säästyä merkittävältä verkon vahvistusinvestoinneilta.

#### **7.2.4 Sähkönkäytön muutokset**

Pitkän aikavälin ennustuksia tehtäessä nykyisten asiakkaiden sähkön käyttö tulee muuttumaan ja uusien asiakkaidenkin sähkön kulutus voi muuttua ennustusjakson aikana. Tähän asti useimpien asiakasryhmien sähkönkulutus on kasvanut jo vuosikymmenien ajan, eikä muutosta trendiin ole ainakaan toistaiseksi ollut havaittavissa (Adato 2006). On myös odotettavissa entistä voimakkaampia poliittisia ja kansainvälisiä paineita parantaa energiatehokkuutta ja pysäyttää energiankäytön kasvu (Työ- ja elinkeinoministeriö 2009). Toisaalta energiatehokkuuden parantaminen tarkoittaa joissain tapauksissa sähkönkäytön lisääntymistä.

Skenaariotyökalussa tulee olemaan ominaisuus, jolla käyttäjä voi editoida olemassa olevien asiakkaiden tuntikulutuksia saadakseen erilaisia pitkän aikavälin skenaarioita. Asiakkaan lämmitystapamuutokset tai energiatehokkuuden paraneminen voitaisiin mallintaa muokkaamalla asiakkaan sähkön käyttöä vastaamaan muutosta (Kaartio 2010, Koreneff 2010 ja Mutanen 2010). Toinen vaihtoehto on lisätä asiakkaan kulutukseen muutosta vastaava tuntisarja, joka voi sisältää myös energiansäästöä eli negatiivisia lukemia muutossarjassa. Tulevaisuudessa merkittävimmät muutokset nykyisten asiakkaiden kulutukseen aiheuttavat aikaisempien trendien jatkuminen, sähkön käyttötottumuksien muutokset, energiatehokkuus, poliittiset kannusteet ja rajoitteet sekä mahdollisesti yleistyvä kysynnänjousto. Kaikkein haastavin kuormituskäyriin mallinnettava tekijä on kysynnänjousto, koska se voi muokata kuormituskäyriä erittäin radikaalisti.

## **8 Skenaariotyökalun käyttöliittymävaatimukset ja toteutustavat**

SGEM-tutkimusohjelman ensimmäisessä vaiheessa tehty tutkimus alueellisen kuormituksen analysoinnista ja ennustamisesta AMR-mittaustiedon avulla tullaan konkretisoimaan ja tuotteistamaan tulevien tutkimusjaksojen aikana. Tavoitteena on kehittää sähkönkäytön analysointi- ja ennustustyökalu eri verkkoyhtiöiden käyttöön. Työkalu voidaan toteuttaa erillisenä tietokoneohjelmalla tai se voidaan integroida olemassa olevaan verkkotietojärjestelmään uutena ominaisuutena. Tämän työkalun suunnittelun tärkeä osa on käyttöliittymäsuunnittelu, jotta ohjelma olisi mahdollisimman helppokäyttöinen ja sen antamat tulokset selkeitä ja informatiivisia. Lisäksi sen tulisi sisältää riittävä määrä käyttäjän muokattavissa olevia muuttujia ja ominaisuuksia, jotta skenaarioita ja ennusteita pystytään modifioimaan tarpeen mukaan.

Tietojen kaikista tietojärjestelmistä, mukaan lukien AMR-tuntisarjat mittaustietojärjestelmästä, pitäisi päivittyä automaattisesti analysointi- ja skenaariotyökaluun. Tällöin järkevin toteutustapa on välttää tiedon monistamista ja hyödyntää rajapintoja tietojärjestelmien ja skenaariotyökalun välillä. Varsinkin usean vuoden AMR-tuntisarjojen tietomäärä ja sen vaatima tallennuskapasiteetti puoltavat rajapintojen käyttöä. Skenaariotyökalun käyttäjällä pitäisi kuitenkin olla mahdollisuus tarkastella rajapintojen yli tuotavaa raakadataa ja jopa muokata sitä. Tästä ominaisuudesta on hyötyä, kun etsitään selityksiä odottamattomille ja erikoisille skenaarioille. Lisäksi työkaluun pitää pystyä tuomaan uudentyyppisten asiakkaiden kuormituskäyriä tai summattavia muutoskäyriä. Tällöin voidaan simuloida esimerkiksi lämmitystavan muutosta, ilmastoinnin asennusta tai sähköauton käyttöönottoa.

Analysointi- ja skenaariotyökalun pitäisi sisältää vähintään seuraavat käyttäjän muokattavat ominaisuudet, muuttujat ja muuttujien raja-arvot:

- analysoitava tai ennustettava alue, ajankohta, ajanjakso ja mitoitusulkolämpötila
- eri kaupunginosien odotettavissa oleva alueellinen uudisrakentaminen sekä poistuva rakennuskanta kerrosneliömetreinä vuosittain erikseen eri asiakastyypeille: asunnot (sähkö tai kaukolämmitteiset), toimistot ja teollisuus
- asiakastyypin tunnistuksen key-tunnuslukujen raja-arvojen muokkaus
- lämmitystavan muutokset arvioituna muutosta koskettavina kerrosneliömetreinä
- uusien kulutustyyppien tai kulutuksen muutoksien lisäys skenaarioihin kappalemääräisesti (sähköautojen latauspisteet, lämpöpumput, kysynnänjousto, energiatehokkuus, jne.)

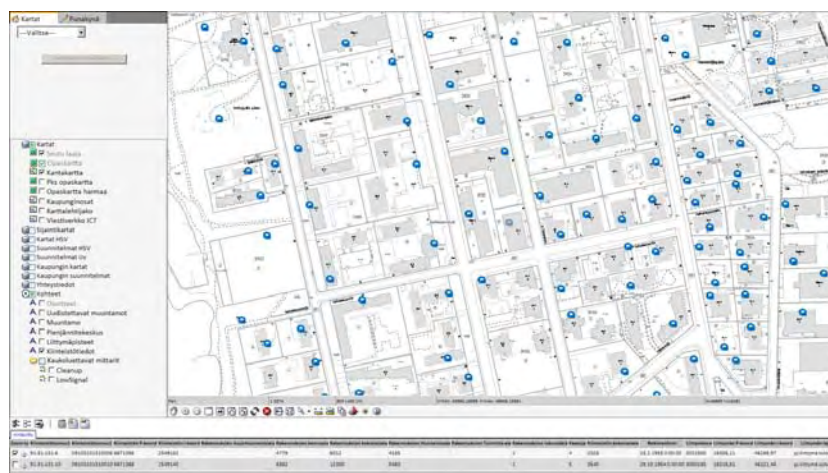
Kattavia ja laaja-alaisia kuormitusanalyysyjä ja skenaarioita tehdään kuukausittain tai jopa vain vuosittain. Tällöin ei ole merkitystä, vaikka skenaarioiden laskenta kestäisikin pitkään, joistain minuuteista useisiin tunteihin. Luonnollisesti suurien tai tiheästi asutujen kaupunginosien tai koko kaupungin analysointi kestää kauemmin suuresta lähtötietomäärästä johtuen. Myös tietojärjestelmien väliset rajapinnat aiheuttavat hitautta laskentoihin. Toisaalta päivittäin tarvittavien yksittäisten asiakkaiden tai pienien alueiden analyysien laskenta pitäisi onnistua kohtuullisella nopeudella sekunneista muutama minuuttiin.

Myös skenaariotyökalun antamien ulostulojen tulee olla monipuolisia, koska kuormituksen analysoija voi olla kiinnostunut hyvin erityyppisistä asioista. Tulokset pitäisi nähdä sekä graafisessa että numeerisessa muodossa. Skenaarioiden tarkasteluajanjakson pitää kattaa nykyhetkestä eteenpäin seuraavat 30–50 vuotta. Skenaarioiden tarkastelu pitää pystyä tekemään myös eri tarkkuuksilla (tunneittainen, päivittäinen, viikoittainen tai vuosittainen). Useimmat lähtötiedot sisältävät paikkatiedon, jolloin tulosten esittäminen karttapohjalla olisi luonnollista. Visuaaliset skenaariot kartalla tai topografeina ovat helpommin ymmärrettäviä kuin pelkästään kuvaajat ja numerot.

Ohjelman pitäisi pystyä laskemaan ja esittämään ainakin seuraavat tulokset:

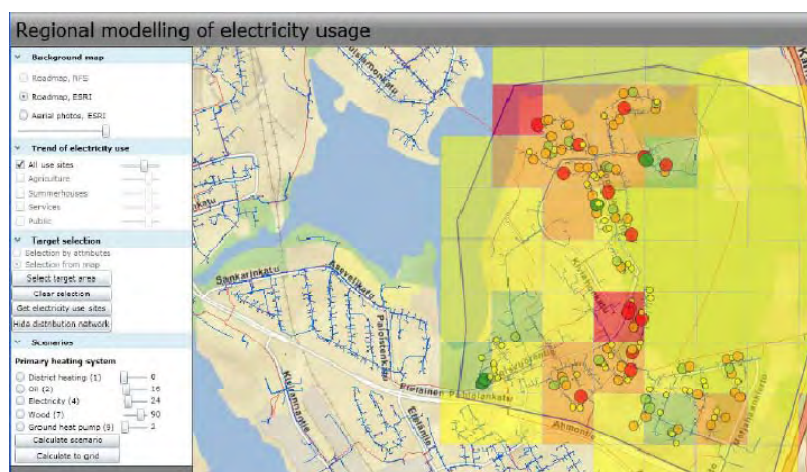
- kuvaaja ja lukuarvot sisältävä taulukko tunnitaisista, päivittäisistä, viikoittaisista tai vuosittaisista sähkönkäytön tuntisarjoista eri määrille asiakkaita sekä erilaisille maantieteellisille tai sähköverkon alueille (tietty asiakastyyppe, käyttöpaikka, liittymä, pienalue, kaupunginosa, koko kaupunki, jakelumuuntamo, sähköasemalähtö, sähköasema tai vapaasti kartalta määritelty alue)
- huipputeho ja sen esiintymisajankohta eri alueille tai verkon osille erilaisilla sähkön käytön muutoskenaarioilla
- asiakastyypikohtaiset keskimääräiset sähkönkäytön tuntisarjat per kerrosneliometri laskettuna tietystä kaupunginosasta tai koko kaupungista
- rakennuksen rakennusvuosikohtaiset sähkönkäytön tuntisarjat per kerrosneliometri laskettuna tietystä kaupunginosasta tai koko kaupungista
- asiakastyypien jakaumat eri maantieteellisillä tarkastelualueilla
- rakennustyyppien (kotitalous, toimisto ja kauppa), lämmitysmuotojen (sähkölämmitys, lämpöpumppu ja muu lämmitys), varaavan lämmityksen (varaava lämmitys ja suora lämmitys), ilmastoinnin (ilmastointi ja ei ilmastointia) jakaumat eri maantieteellisillä tarkastelualueilla
- rasterikartat alueellisista sähkökuormista koko verkon toiminta-alueella
- alueelliset kasvuprosentit sähkökuormalle
- yhteenveto kaikista alueen tärkeimmistä tiedoista

Demovaiheessa analyyseissä tarvittavat lähtötiedot eri tietojärjestelmistä yhdistettiin pääasiassa Microsoft Exceliä ja Microsoft Accessia hyödyntäen. Matemaattinen asiakastyypin tunnistus tuntisarjasta, keskimääräiset kerrosneliökohtaiset sähkön käytöt eri asiakastyypeille ja tuntisarjan regressiomallit laskettiin erityisen testiohjelman avulla. Ohjelma on toteutettu C-ohjelmointikielellä ja sen on toteuttanut Aalto-yliopiston sähkötekniikan korkeakoulu. Lasketut tiedot voitiin esittää numeerisina taulukoina tai kuvaajina. Tiedot voitiin esittää myös integroituna karttapohjaan Bentley Geo Web Publisher V8i avulla (Kuva 32). Ohjelma pystyy käsittelemään älykkäästi geospatiaalista aineistoa sekä julkaisemaan Internet-pohjaisesti yhdistettyjä tietoja useista eri tietojärjestelmistä. (Bentley 2011)



Kuva 32. Kiinteistö- ja liittymätietoja kartalla esitettynä Bentley Geo Web Publisherin avulla.

Toisessa SGEM-työpaketissa Itä-Suomen yliopistossa on kehitetty vastaavan tyyppistä työkalua sähkönkäytön alueelliseen analysointiin ja ennustamiseen. Työkalun nykyinen versio käyttää kuormituskäyrien laskemiseen asiakkaiden todellisia vuosienergiatietoja ja tyyppikäyriä. Skenaarioissa pystytään mallintamaan pääasiassa vain asiakkaiden lämmitystavan muutokset. Internet-selainpohjainen työkalu on toteutettu hyödyntäen ArcGIS Serveriä, Matlabia sekä Silverlight web-ohjelmointiympäristöä (Kuva 33). Silverlight-ympäristö mahdollistaa kerroksittaiset kartat, hienon grafiikan ja erilaiset käyttäjäkommunikaatiot. Kuormitussimulaatiot laskettiin Matlabissa erityisen Web-palvelurajapinnan välityksellä. ArcGIS Server puolestaan mahdollistaa alueellisten summien laskemisen maantieteellisten alueiden tai sähköverkon osien mukaisesti.



Kuva 33. Itä-Suomen yliopistossa toteutettu Web-pohjainen alueellisen sähkökuormituksen analysointityökalu. (Lähde: Itä-Suomen yliopisto)



## 9 Demoalueiden kuormitusanalyysit ja ennusteet

Tässä luvussa esitellään, miten skenaariotyökalun joitain ominaisuuksia voidaan käyttää kahden erilaisen maantieteellisen alueen kulutusennusteisiin. Demojen tarkoituksena oli tehdä koko ennustusprosessi manuaalisesti rajatulle alueelle, jotta tunnistettiin ennustusprosessiin liittyvät haasteet sekä jatkokehitystä vaativat ominaisuudet. Demoalueiksi valittiin Lauttasaaren kaupunginosa, joka koostuu pääasiassa kerrostalo- ja toimistokiinteistöistä sekä Pakilan kaupunginosa, joka on tyypillistä rivitalo- ja omakotialuetta. Lauttasaassa pääasiallinen lämmitystapa on kaukolämpö, kun taas Pakilassa noin neljännes asiakkaista käyttää lämmitykseen varaavaa tai suoraa sähkölämmitystä. Näiltä alueilta on saatavilla tuntikohtaisia sähkönkulutustietoja syyskuusta 2009 alkaen, mutta mittauksen alkuvaiheessa tuntisarjoissa oli niin paljon puutteita, että analyysit tehtiin vain vuoden 2010 mittausaineistolla.

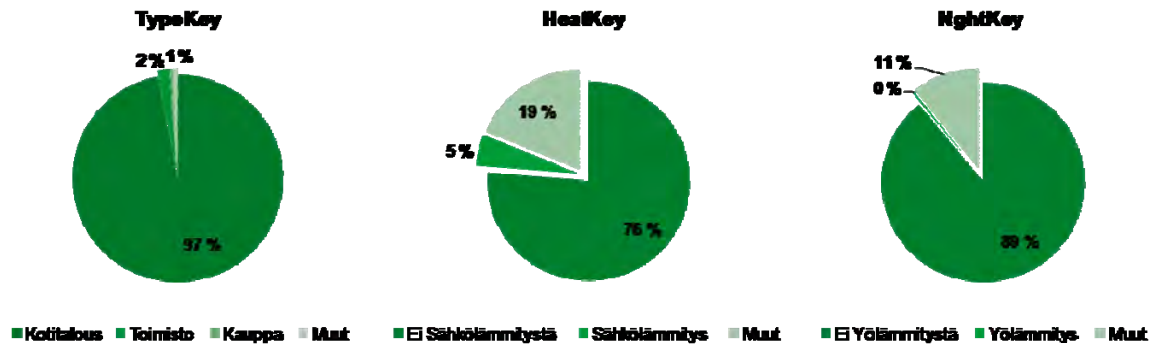
Demoissa laskettiin aluksi asiakastyypien erottelua varten asiakaskohtaiset tunnusluvut: lämmitystapatunnusluku (KEYeleHeat), yöenergiatunnusluku (KEYnightEle) sekä asiakastyypitunnusluku (kotitalous, kauppa, toimisto) (KEYType), joka muodostetaan yhdistämällä pyhä- ja lomapäivien tunnusluvut. Ilmastointitunnuslukua ei otettu huomioon, koska sen tarkempi mallintaminen vaatii vielä lisätutkimuksia. Näiden kolmen tunnusluvun kombinaatioista pystytään muodostamaan yhdeksän erilaista asiakasryhmää, joista vain muutamaaan ryhmään luokitellaan merkittävä määrä todellisia asiakkaita. Asiakasryhmien muodostukseen käytetään raja-arvomenetelmää sellaisilla raja-arvoilla, että epäselvät rajatapaukset ryhmitellään muut ryhmään.

Demoissa myös analysoidaan koko demoalueen päiväenergioiden summasarjaa vertaamalla sitä käännettyyn päivänpituuteen ja ulkolämpötilaan. Ne ovat vuorokauden tyypin lisäksi tärkeimmät selittävät tekijät, jos rakennetaan kuormitusennusteita regressiomallin avulla. Analyysin avulla voidaan havaita alueen sähkönkulutuksen vuotuisen vaihtelun ominaispiirteet sekä arvioida alueen asiakaskunnan luonnetta.

Analysoitujen kuormituskäyrien perusteella tehtiin yksinkertaisia ennusteita demo-alueille. Demovaiheen aikana pystyttiin mallintamaan selkeästi, miten uudisrakentaminen tulee ottaa huomioon alueellisissa kuormitusennusteissa, mutta uuden sähköntuotannon ja käytön sekä sähkön käytön muutoksien realistinen mallintaminen kuormitusskenaarioihin vaatii vielä runsaasti jatkotutkimusta. Demovaiheen aikana pystyttiin kuitenkin kartoittamaan todennäköisimpiä sähkönkäytön muutoslähteitä tulevaisuudessa. Myös niiden teknistä integrointia skenaariotyökaluun on mietitty. Tämän luvun alueellisissa kuormitusennusteissa on otettu huomioon vain lisärakentamisen vaikutus sähkökuormien kasvuun. Se on mallinnettu kertomalla Helsingin alueen rakennusennusteiden mukaiset alueelliset lisärakentamismäärät asiakasryhmille yksilöllisillä kerrosneliömetrikohtaisilla ominaiskulutuksilla. Ennusteissa ei otettu huomioon työssä määriteltyjä asiakasryhmäkohtaisia sähkön käytön muutostrendejä, koska niiden tarkempi määrittäminen vaatisi laajemman tuntimittauslähtöaineiston. Analyysit on esitetty päiväkeskiarvoina kuvaajien selkeyttämiseksi.

## **9.1 Lauttasaari**

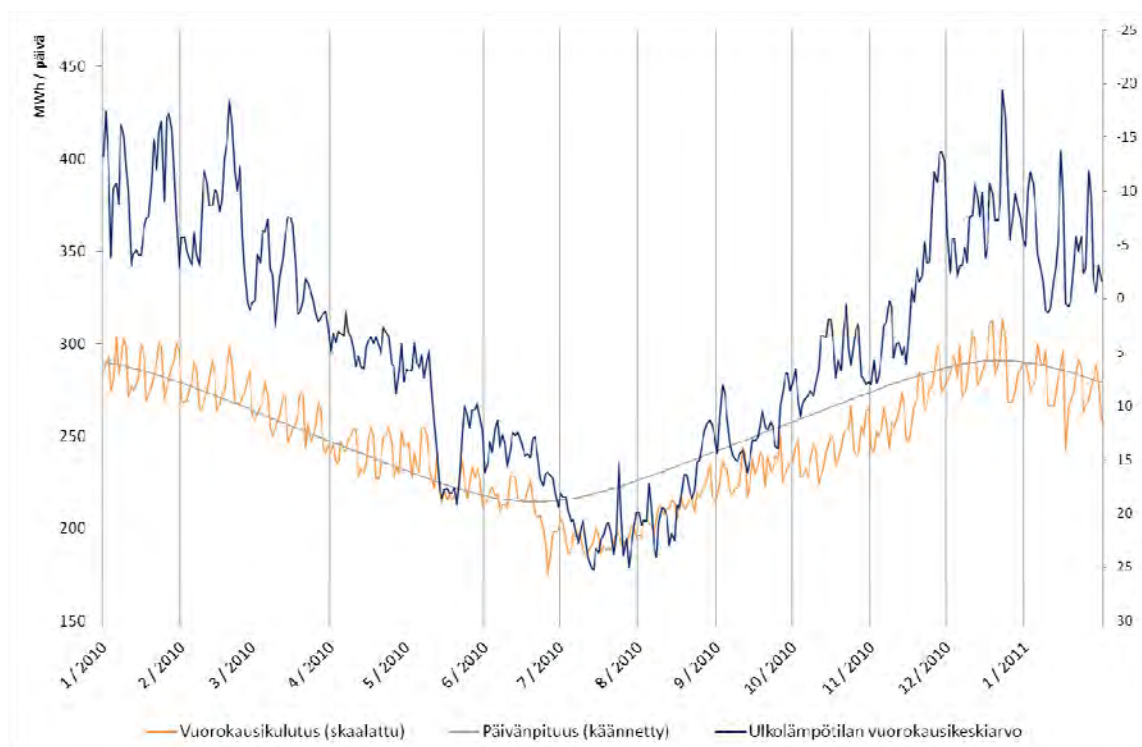
Lauttasaaren alueen tuntimittausaineistolle tehtiin ensin asiakastyypin erottelu tunnuslukujen avulla ja sen jälkeen asiakkaiden ryhmittely raja-arvoja käyttäen. Lauttasaaren asiakkaita 97 prosenttia on kotitalousasiakkaita ja vain 2 prosenttia toimistoja (Kuva 34). Kun otetaan huomioon asiakkaiden sähkönkulutuksen suuruus, toimistoilla on paljon suurempi painoarvo, koska niiden tyypillinen ominaiskulutus on kotitalouksia isompi. Pääasiallinen lämmitysmuoto Lauttasaassa on kaukolämmitys, sillä lämmitystapatunnusluvun perusteella voidaan todeta, että 76 prosenttia alueen asiakkaita ei käytä lämmitykseen sähköä. Näiden tunnuslukujen kombinaatioista voidaan määrittää lopulliset asiakasryhmät. Selvästi suurin asiakasryhmä Lauttasaassa on muuta kuin sähkölämmitystä käyttävät kotitalousasiakkaat, joilla ei luonnollisesti ole käytössä sähkökäyttöistä varaavaa yölämmitystä. Tähän ryhmään kuuluu 67 prosenttia Lauttasaaren lähes 12 000 tuhannesta analysoidusta asiakkaasta.



Kuva 34. Asiakkaiden tuntisarjoista lasketut asiakastyyppejä kuvaavat tunnusluvut Lauttasaaren kaupunginosassa

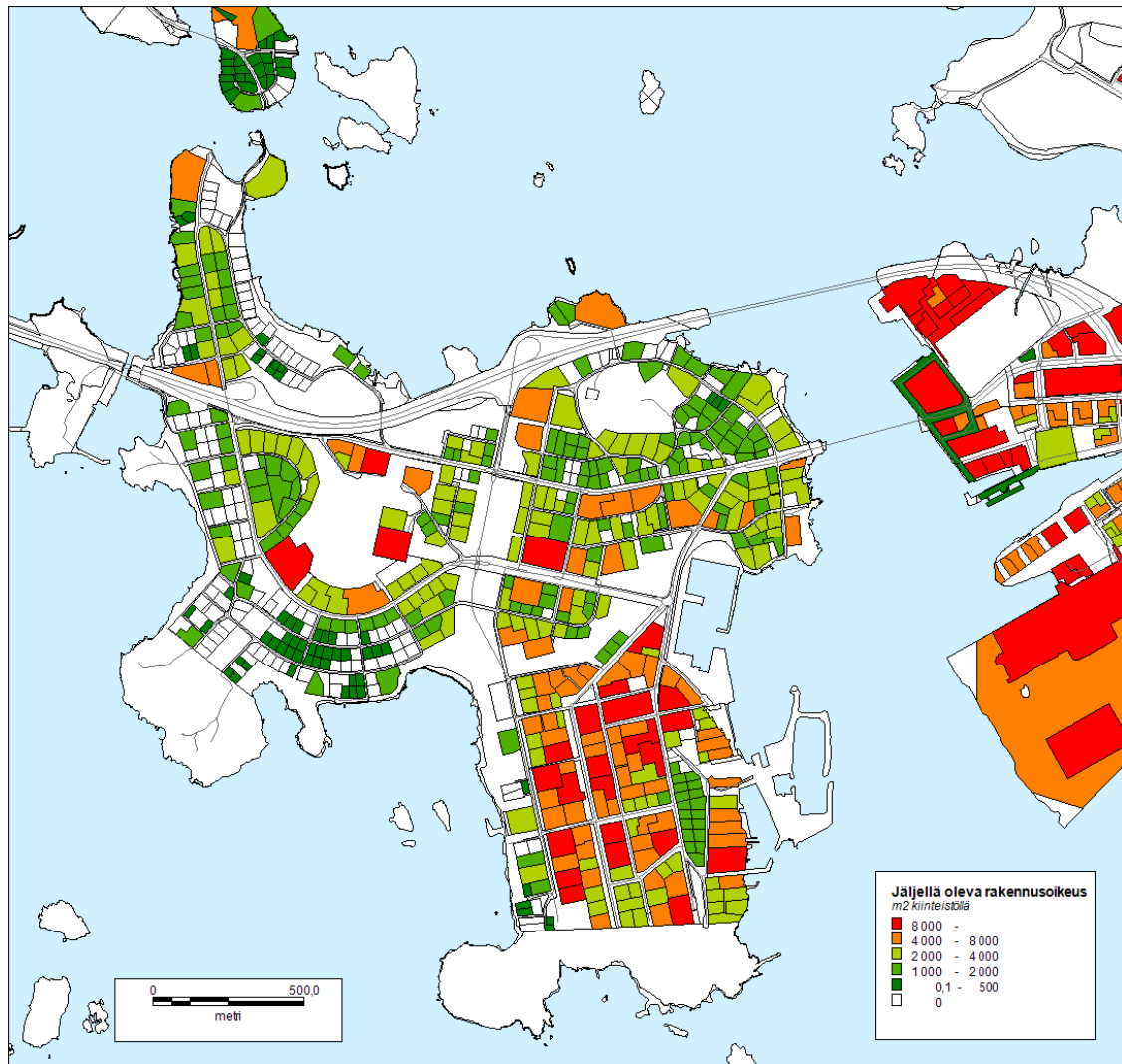
Koko Lauttasaaren vuoden 2010 päiväenergiat, käännetty päivänpituus ja ulkolämpötilan päiväkeskiarvot on esitetty kuvassa 35. Lauttasaaren joidenkin asiakkaiden tuntisarjoissa oli mittausjakson alkuvaiheessa epärealistisia kulutuslukemia, jonka takia analyysissä huomioitiin vain 85 prosenttia Lauttasaaren asiakkaista. Ongelma johtui siitä, että heti mittareiden asennuksen jälkeen joidenkin mittareiden luennassa oli teknillisiä ongelmia. Pelkkiä loppuvuoden 2010 tuntilukemia tarkasteltaessa huomataan, että ongelmat olivat jo lähes kokonaan poistuneet. Näissä analyysissä käytettyjen asiakkaiden summakulutussarjat skaalattiin lopuksi siten, että vuosikulutus vastasi alueen laskutettua vuosikulutusta noin 98 GWh:a. Analysoitava otos kaikista Lauttasaaren asiakkaista on kuitenkin niin kattava, että tehty skaalaus tuskin vaikuttaa kuormituskäyrän vuodenaikaiseen vaihteluun.

Kuvasta nähdään, että alueen kuormituskäyrän muoto seuraa melko tarkasti vuotuista käännettyä päivänpituutta. Tämä johtuu siitä, että suurin osa Lauttasaaren asiakkaista ei käytä lämmitykseen sähköä, jolloin kotitaloussähkön kulutus näkyy selvästi kuormituskäyrissä. Valaistukseen ja kotitalouslaitteisiin käytetään yleensä normaalia enemmän sähköä, kun ulkona on pimeää, jolloin myös alueen kuormitus seuraa päivän pituutta. Kesän lomajaksot laskevat alueen sähkönkuormituksen poikkeuksellisen alas, mikä näkyy myös kuvaajissa.



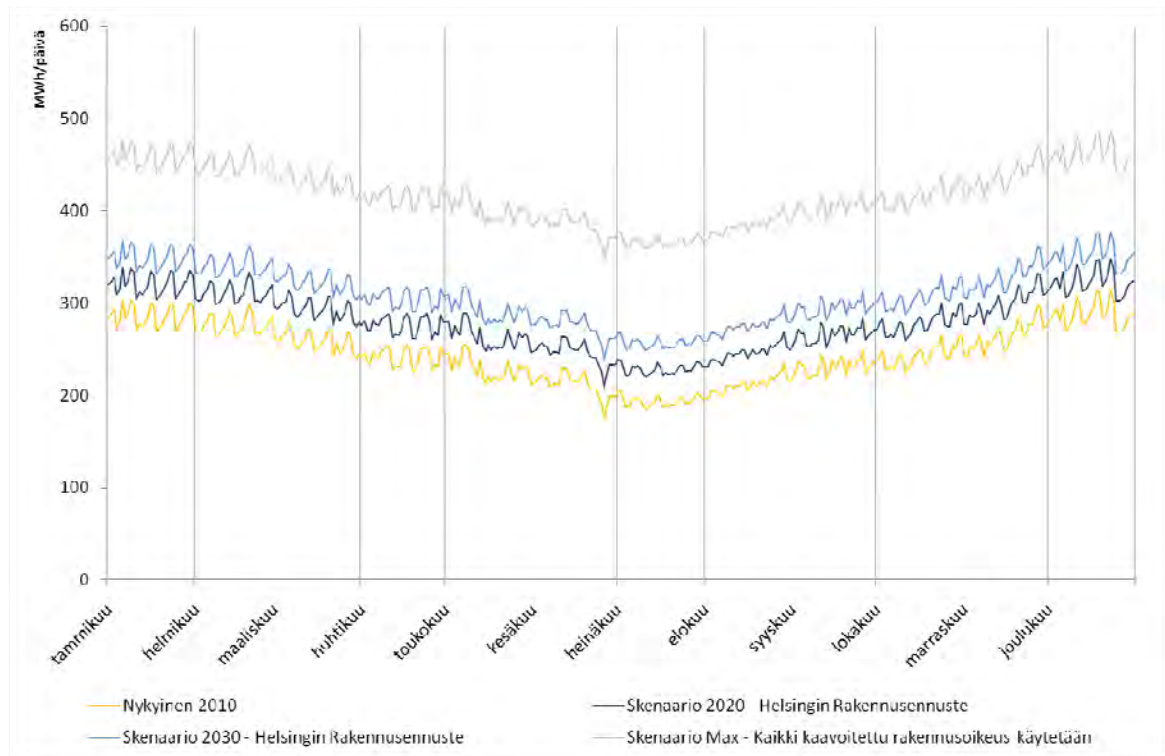
Kuva 35. Lauttasaaren skaalattu sähkön vuorokausikulutus verrattuna ulkoilmanlämpötilaan ja käänteiseen päivänpituuteen (Liite G)

Lauttasaaren alueelle laskettiin sähkönkuormituksen kasvuskenaarioita lisäämällä nykyiseen sähkönkuormitukseen tulevan rakennuskannan vaikutukset. Uudisrakentaminen otettiin huomioon kertomalla Helsingin kaupungin rakennusennusteiden mukainen rakennuskannan pinta-alanmuutos alueen keskimääräisellä kerrosneliömetrikohtaisella ominaiskulutuksella. Alueen keskimääräiseksi neliökohtaiseksi sähkönkulutukseksi saatiin  $0,115 \text{ kWh/ke-m}^2/\text{päivä}$  hyödyntämällä laskennassa Lauttasaaren tämän hetkistä asiakasryhmäjakaumaa ja asiakastyypin neliömetrikohtaisia ominaiskulutuksia. Helsingin kaupunkisuunnitteluviraston tietojen ja Helen Sähköverkko Oy:n omien arvioiden pohjalta on odotettavissa, että Lauttasaaren rakennuskanta tulee kasvamaan  $300\,000 \text{ m}^2$  aikavälillä 2011–2020 sekä  $250\,000 \text{ m}^2$  lisää aikavälillä 2020–2030. Lauttasaaren käyttämätön rakennusoikeus on yhteensä noin  $1\,500\,000 \text{ m}^2$  ja sen alueellinen jakautuminen on esitetty kuvassa 36.



*Kuva 36. Lauttasaaren kaupunginosan käyttämättömän rakennusoikeuden maantieteellinen jakautuminen*

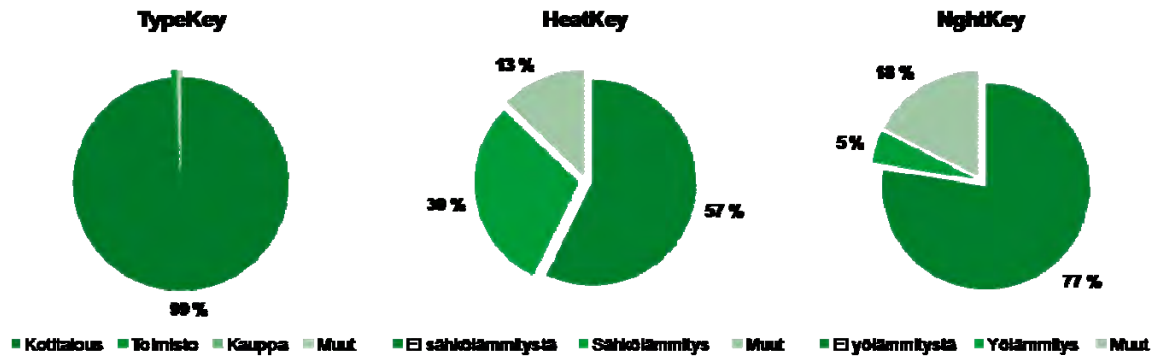
Kuvassa 37 on esitetty Lauttasaaren ennustettu sähkönkuormitus vuosina 2020, 2030 ja ajankohtana, jolloin kaikki käyttämätön rakennusoikeus olisi käytetty. Kuvasta nähdään, että Lauttasaareissa on jäljellä vielä runsaasti käyttämätöntä rakennusoikeutta ja alueen kuormitus tulee kasvamaan merkittävästi. Laskelmien mukaan alueen kulutus tulee nousemaan vuoteen 2020 mennessä noin 14 prosenttia tämän hetkiseen kulutukseen verrattuna. Vuonna 2030 kulutus voisi olla jo 26 prosenttia suurempi kuin nykyisin. Tämän takia Helen Sähköverkko Oy on jo aloittanut uuden sähköaseman suunnittelun Lauttasaareen.



Kuva 37. Kolme eri skenaariota Lauttasaaren tulevaisuuden sähkökuormituksesta

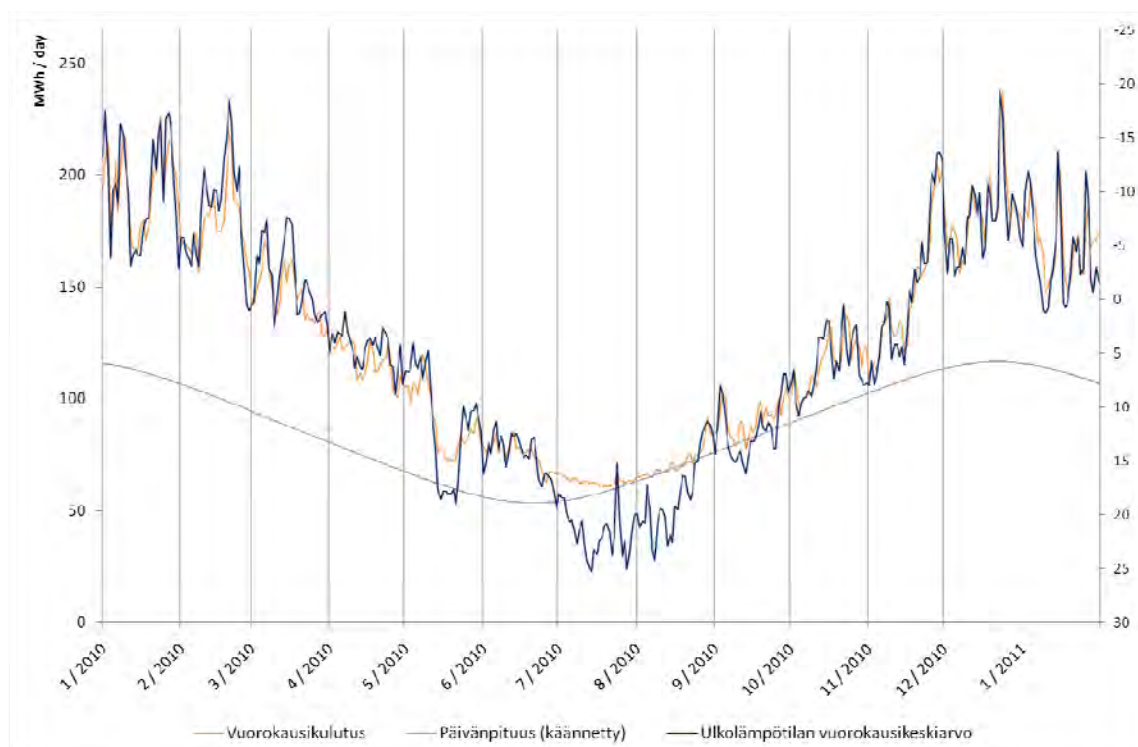
## 9.2 Pakila

Pakilan analyysissä käsiteltiin alueen lähes 5 000 yksittäisen asiakkaan tuntisarjat. Aineistolle tehtiin aluksi asiakastyypin erottelu tunnuslukujen avulla ja sen jälkeen asiakkaiden ryhmittely raja-arvoja käyttäen. Pakilan sähköasiakkaista käytännössä kaikki ovat kotitalousasiakkaita (Kuva 38). Pakilassa on kuitenkin Lauttasaareen verrattuna huomattavasti enemmän sähkölämmitystä käyttäviä kotitalouksia. Varmasti sähkölämmitystä käyttäviksi kotitalouksiksi voitiin tunnistaa 30 prosenttia alueen kaikista asiakkaista. Alueella on ainakin viidellä prosentilla käytössä varaava sähkölämmitys, jolloin näiden asiakkaiden yöaikainen kulutus on huomattavasti korkeampi kuin päiväaikainen. Tunnuslukujen kombinaatioista määritettiin lopulliset asiakasryhmät.



Kuva 38. Asiakkaiden tuntisarjoista lasketut asiakastyyppejä kuvaavat tunnusluvut Pakilan kaupunginosassa

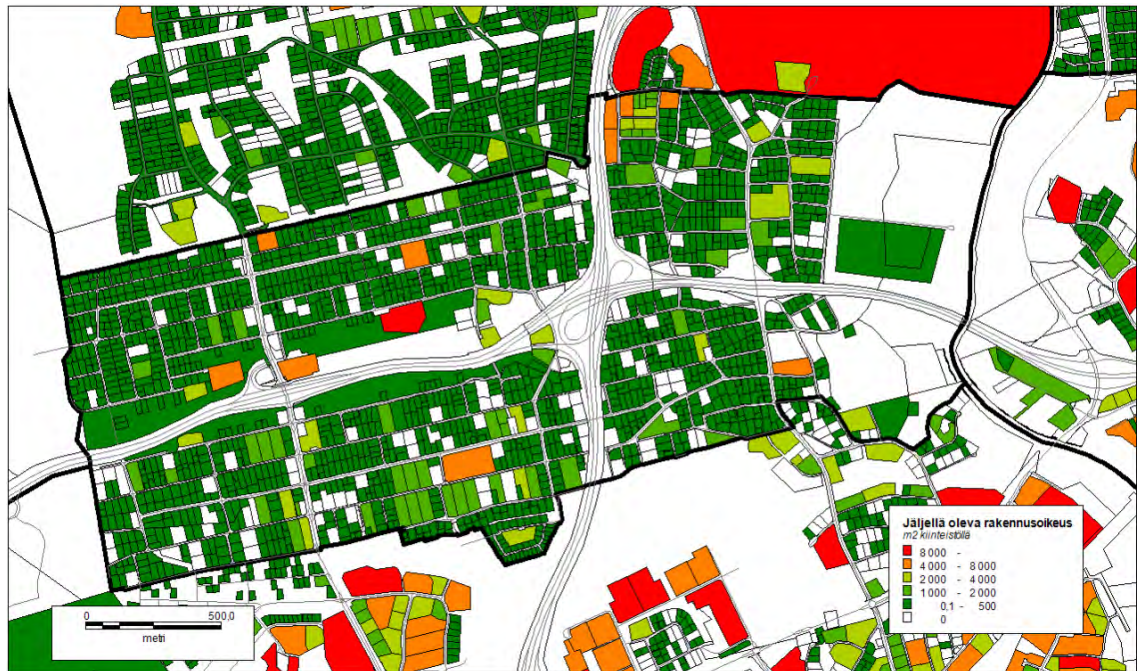
Kaikkien Pakilan alueen sähköasiakkaiden vuoden 2010 päiväenergioiden summasarja, käännetty päivänpituus ja ulkolämpötilan päiväkeskiarvot on esitetty kuvassa 39. Kuvasta nähdään, että alueen kuormituskäyrän muoto seuraa hyvin tarkasti vuotuista ulkolämpötilan vuorokausikeskiarvoa. Tämä kertoo selvästi, että osa kaupunginosan asiakkaiden käyttää sähkölämmitystä, jonka suuruus on erittäin ulkolämpötilariippuvainen. Vaikka vain hieman reilu 30 prosenttia alueen asiakkaiden käyttää sähkölämmitystä, sen vaikutus näkyy alueen kuormituskäyrissä, koska lämmitys kuluttaa sähköä huomattavasti enemmän kuin pelkkä kotitaloussähkö. Näin ollen koko kaupunginosaa tarkasteltaessa juuri lämmitykseen käytetyllä sähköllä on suurin vaikutus kuormituskäyrän muotoon ja suuruuteen. Sähkölämmitystä käyttävien asiakkaiden sähkönkulutus on erityisen kiinnostavaa verkkoyhtiölle, koska sen vaikutus verkon kuormitukseen on suurempi kuin esimerkiksi kaukolämmitystä käyttävien asiakkaiden. Sähkölämmityksen käyttö myös peittää osittain alueellisten kuormituskäyrien viikkorytmin, koska sähkölämmityksen kulutus ei juuri muutu yksittäisen viikon aikana. Tämä näkyy selvästi vertaamalla Lauttasaaren ja Pakilan kuvaajia keskenään. Kesän aikana alueen sähkönkäyttö ei enää seuraa ulkolämpötilaa, koska noin yli 15 °C lämpötilassa lämmitystä ei käytetä ollenkaan, jolloin sähkönkulutus ei myöskään pienene ulkolämpötilan kasvaessa.



Kuva 39. Pakilan todellinen sähkön vuorokausikulutus verrattuna ulkoilmanlämpötilaan ja käänteiseen päivänpituuteen (Liite H)

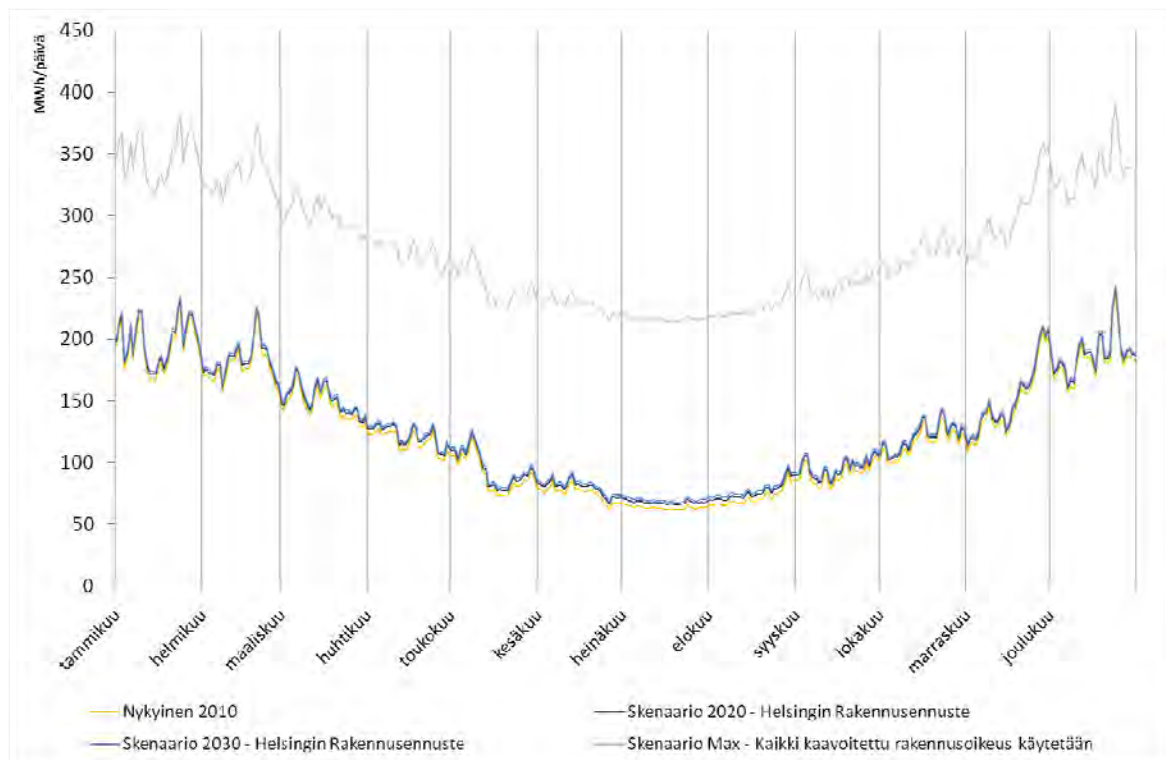
Pakilan alueelle laskettiin sähkönkuormituksen kasvuskenaarioita lisäämällä nykyiseen sähkönkuormitukseen tulevan rakennuskannan vaikutukset. Muita tulevaisuuden sähkönkäytön muutoksia ei mallinnettu skenaarioihin demovaiheessa. Alueen keskimääräiseksi neliökohtaiseksi sähkönkulutukseksi saatiin  $0,219 \text{ kWh/ke-m}^2/\text{päivä}$  hyödyntämällä laskennassa Pakilan tämän hetkistä asiakasryhmäjakaumaa ja asiakastyypin neliömetrikohtaisia ominaiskulutuksia. Kuormitusennusteissa uudisrakentaminen otettiin huomioon kertomalla Helsingin kaupungin rakennusennusteiden mukainen rakennuskannan pinta-alamuutos alueen keskimääräisellä kerrosneliömetrikohtaisella ominaiskulutuksella. Helsingin kaupunkisuunnitteluviraston tietojen ja Helen Sähköverkko Oy:n omien arvioiden perusteella uskotaan Pakilan rakennuskannan kasvavan tulevaisuudessa hyvin maltillisesti. Uudisrakentamista on odotettavissa  $20\,000 \text{ m}^2$  aikavälillä 2011–2020 sekä  $30\,000 \text{ m}^2$  lisää aikavälillä 2020–2030. Tämä on vain noin kymmenesosa Lauttasaaren kasvuennusteesta. Käyttämätöntä rakennusoikeutta on Pakilassa vielä merkittävästi. Tämä noin  $700\,000 \text{ m}^2$  keskittyy kuitenkin muutamaa yksittäiseen alueeseen, joka helpottaa verkon vahvistustarvetta, jos kaikki Pakilan käyttämätön rakennusoikeus otettaisiin käyttöön tulevaisuudessa (Kuva 40).





Kuva 40. Pakilan kaupunginosan käyttämättömän rakennusoikeuden maantieteellinen jakautuminen

Kuvassa 41 on esitetty Pakilan ennustettu sähkökuormitus vuosina 2020, 2030 ja tilanteessa, jossa kaikki käyttämätön rakennusoikeus olisi otettu käyttöön. Alueen vähäisen lisärakentamisen seurauksena ennuste näyttää, että Pakilan sähkökuormitus tulee pysymään lähes vakiona vuoteen 2030 asti. Laskelmien mukaan alueen kulutus tulee nousemaan vain reilut kolme prosenttia tämän hetkiseen kulutukseen verrattuna vuoteen 2020 mennessä. Vuoteen 2030 mennessä kulutus kasvaisi vielä kaksi prosenttia lisää vuoden 2020 ennustetusta arvosta. Jos kaikki alueen rakennusoikeus käytettäisiin, kulutus yli kaksinkertaistuisi. Tällaisella vähän kehittyvällä alueella sähkökuormitusennusteisiin vaikuttavat uudisrakentamista enemmän alueen sähkönkäytön muutokset ja uusi sähkön käyttö. Tällaiset sähkön käytön muutokset tullaan ottamaan huomioon lopullisessa alueellisen sähkökuorman skenaariotyökalussa.



Kuva 41. Kolme eri skenaariota Pakilan tulevaisuuden sähkönkuormituksesta

## 10 Yhteenveto ja johtopäätökset

Sähköverkkoyhtiöiden on seurattava jatkuvasti yhteiskunnan kehitystä ja arvioitava muutoksien vaikutusta sähkönkulutukseen. Sähköjärjestelmän on pystyttävä täyttämään ne vaatimukset, jotka yhteiskunta sille asettaa. Sähköverkon pitää pystyä ennakoimaan tulevat muutokset kymmeniä vuosia etukäteen, koska merkittävien sähköverkon muutoksien tekeminen kestää vuosia. Luotettavien ja tarkkojen ennusteiden tekeminen vuosikymmenien päähän tulevaisuuteen vaatii niin paljon lähtötietoja, etteivät verkko-yhtiöiden asiantuntijat pysty käsittelemään sellaisia tietomääriä manuaalisesti. Näin ollen on selkeä tarve työkalulle, jolla voidaan tehdä tulevaisuuden sähkönkulutuksen skenaarioita.

Tämän työn aikana koko analysointi- ja ennustusprosessi tehtiin manuaalisesti kahdelle demoalueelle Helsingissä: Pakilan- ja Lauttasaaren kaupunginosiin. Aluksi tutkittiin pääasiassa, miten älykkäiltä sähkömittareilta saatavia yksittäisten asiakkaiden sähkönkulutuksen tuntisarjoja voidaan käyttää hyödyksi sähkönkuorman analysoinnissa ja sen ennustamisessa. Tuntisarjojen mittausvirheille esitettiin suodatus- ja karsintametodeja ennustusvirheiden välttämiseksi. Työssä kuvattiin, kuinka ennusteisiin voidaan ottaa mukaan tietoja myös asiakastietojärjestelmästä, verkkotietojärjestelmästä ja kuntarekisteristä sekä kuinka tietokantojen tiedot voidaan yhdistää mahdollisimman luotettavasti toisiinsa.

Tuntisarjojen muodon avulla erityyppiset asiakkaat pyrittiin erottamaan mahdollisimman selkeästi toisistaan hyödyntämällä pääkomponenttianalyysiä ja tunnuslukumenetelmää. Tämän jälkeen erityyppisistä asiakkaista voitiin muodostaa asiakasryhmiä joko klusteroinnin tai raja-arvomenetelmän avulla. Tämä on verkkoyhtiöille erittäin tärkeää, koska asiakastyypitiedot ovat suurelta osin vanhentuneita, sillä niitä ei ole juuri päivitetty liittymäsopimuksen teon jälkeen. Vertaamalla keskenään asiakastyypin tunnistukseen käytettäviä erilaisia matemaattisia menetelmiä voitiin todeta, että lähes kaikki menetelmät antoivat erittäin uskottavia tuloksia. Tulevaisuutta ja skenaariotyökalun toteutusta silmällä pitäen kaikkein toimivimmaksi asiakasryhmittelymetodiksi

todettiin pääkomponenttianalyysin ja klusteroinnin yhdistelmä. Jatkotutkimuskohteeksi jätettiin ilmastoinnin ja lämpöpumppujen luotettava tunnistus tuntisarjoista.

Kuntarekisterin ja mittaustietokannan yhdistäminen mahdollisti kerrosneliömetrikohtaisten ominaiskulutuksien laskemisen eri asiakasryhmille tai maantieteellisille alueille. Ominaiskulutuksissa ei ollut vaihtelua tutkittujen Lauttasaaren ja Pakilan kaupunginosien välillä, mutta asiakasryhmien välillä oli suuriakin eroja. Tutkimusten perusteella sähkölämmitystä käyttävien kotitalouksien ominaiskulutus oli noin 0,42 kWh/ke-m<sup>2</sup>/päivä kun taas muuta kuin sähkölämmitystä käyttävien kotitalouksien ominaiskulutus oli noin 0,11 kWh/ke-m<sup>2</sup>/päivä. Pakilan ja Lauttasaaren alueilla oli niin vähän toimistoja, että niiden ominaiskulutusta ei pystytty luotettavasti määrittämään. Nämä asiakasryhmäkohtaiset ominaiskulutukset tarkentavat huomattavasti uudisrakentamisen vaikutuksien arviointia sähkönkulutusennusteissa ja niitä voidaan edelleen tarkentaa, jos käytetään eri ominaiskulutuksia jokaiselle vuoden päivälle.

Kuntarekisterin tietoja hyödyntämällä pystyttiin myös arvioimaan, miten kiinteistön rakennusvuosi vaikuttaa ominaiskulutukseen. Kaikissa tutkituissa asiakasryhmissä ominaiskulutuksissa oli selvää vuosikymmenien välistä vaihtelua, mutta maltillinen ominaiskulutuksen kasvu oli tunnistettavissa, mitä myöhemmin rakennus oli rakennettu. Tutkittaessa kaikkia asiakasryhmiä ominaiskulutus oli selvästi suurin 1990-luvulla rakennetuissa rakennuksissa. Asiakastietojärjestelmän historiallisten vuosienergiatietojen perusteella voitiin arvioida pitkän ajan muutostrendejä asiakkaiden ominaiskulutuksissa. Tutkimukset osoittivat, että pääsääntöisesti kerrosneliömetrikohtainen ominaiskulutus on laskenut viimeisen kymmenen vuoden aikana. Erityisen suurta ominaiskulutuksen pienentyminen oli sähkölämmitteisillä kotitalouksilla, joiden ominaiskulutus oli laskenut lähes 2,5 prosenttia vuodessa.

Työssä keskityttiin pääasiassa analysoimaan olemassa olevia tuntisarjoja, mutta myös arvioita eri ennustusmenetelmistä tehtiin. Tulevaisuudessa sähkönkulutukseen tulevat vaikuttamaan eniten uudisrakentaminen, olemassa olevan kulutuksen muutokset sekä uusi sähköntuotanto ja -käyttö. Parhaiten nämä kaikki voidaan ottaa ennusteissa huomioon lisäämällä olemassa olevan kulutuksen päälle eri tekijöistä riippuvia sähkön kulutuksen tuntisarjoja. Jotkut lisäävistä tuntisarjoista voivat olla myös negatiivisia, kuten

esimerkiksi arvioitaessa energiatehokkuuden vaikutusta kuormituskäyriin. Työssä käsiteltiin tarkemmin sähköautojen ja aurinkoenergian pientuotannon vaikutuksia alueellisiin sähkökuormiin.

Työssä esiteltiin demonstraatioalueille toteutetun manuaalisen ennustusprosessin avulla prosessiin liittyviä erilaisia haasteita ja miten ne tulisi ratkaista, kun tehdään työkalu ennusteiden tekemiseen ja laajennetaan tarkasteltava alue koko kaupungin laajuiseksi. Työn pohjalta on tarkoitus toteuttaa verkkoyhtiöiden tarpeisiin tietotekninen sovellus, jolla pystytään analysoimaan olemassa olevaa kuormaa ja ennustamaan tulevaisuuden sähkökuormia mahdollisimman tarkasti. Myös ennustusmenetelmien tutkimusta tullaan jatkamaan, jotta pystyttäisiin mallintamaan sähkönkuorman skenaarioihin muiden muassa kysynnänjouston yleistymisen vaikutukset. Tietoteknisen sovelluksen eräs olennainen piirre tulee ollakin se, että se mahdollistaa joustavasti jatkuvan kuormitusanalyysin ja –tutkimuksen suorittamisen.

## Lähteet

2009/72/EY. 2009. Direktiivi sähkön sisämarkkinoita koskevista yhteisistä säännöistä ja direktiivin 2003/54/EY kumoamisesta. Euroopan parlamentti ja neuvosto. 13.7.2009. 39 s. [Viitattu 11.6.2011]. Saatavissa: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0055:0093:FI:PDF>

Adato. 2010. Kotitalouksien sähkönkäyttö 2006. Tutkimusraportti. ISBN 978-952-9696-41-3. 2.10.2008. 74 s. [Viitattu 10.7.2011]. Saatavissa: [http://www.motiva.fi/files/1353/Kotitalouksien\\_sahkonkaytto\\_2006\\_-raportti.pdf](http://www.motiva.fi/files/1353/Kotitalouksien_sahkonkaytto_2006_-raportti.pdf)

Bentley. 2011. Bentley Geo Web Publisher V8i – Product Overview. [Viitattu: 28.4.2011]. Saatavissa: <http://www.bentley.com/en-US/Products/Bentley+Geo+Web+Publisher/Product-Overview.htm>

CLEEN Oy. 2011. Yritystieto ja tutkimusstrategia. [Viitattu 6.8.2011]. Saatavissa: <http://www.CLEEN.fi/home/fi>

CLEEN Oy. 2008. Energy and Environment Strategic Centre for Science, Technology and Innovation (EnYm-SHOK). Strategic Research Agenda. 93 s. 29.4.2008. [Viitattu 6.8.2011] Saatavissa: [http://www.CLEEN.fi/home/sites/www.CLEEN.fi/home/files/CLEEN\\_strateginen\\_tutkimusagenda.pdf](http://www.CLEEN.fi/home/sites/www.CLEEN.fi/home/files/CLEEN_strateginen_tutkimusagenda.pdf)

Davies, D. & Bouldin, D. 1979. A Cluster Separation Measure. IEEE Transactions on Pattern Analysis and Machine Intelligence 2.

ERGEG. 2010. Final Guidelines of Good Practice on Regulatory Aspects of Smart Metering for Electricity and Gas. Ref: E10-RMF-29-05. 8.2.2011. 38 s. [Viitattu 14.6.2011]. Saatavissa: <http://www.metering.com/i/E10.pdf>

Harjanne, A. 2006 Helsingin sähkökuormien lämpötilariippuvuus. Kandidaatintyö. Teknillinen korkeakoulu, sähkö- ja tietoliikennetekniikan osasto. Helsinki. 5.12.2006. 32+8 s.

Helen-konserni. 2011. Helen-konsernin vuosikertomus 2010. 61 s. [Viitattu 14.7.2011]. Saatavissa: [http://www.helen.fi/vuosi2010/Helen\\_vuosikertomus\\_2010.pdf](http://www.helen.fi/vuosi2010/Helen_vuosikertomus_2010.pdf)

Hellman, H-P. Tutkimusapulainen. Photovoltaic power generation modeling. Special assignment. Aalto-yliopiston sähkötekniikan korkeakoulu. 2011. 68 s.

Helsingin kaupunki. 2011. Rakentamisennuste osa-alueittain 2011-2030. Mäkinen, J & Oikarinen, I. Helsingin kaupunki, Kaupunkisuunnitteluvirasto, Yleissuunnitteluosasto, PL 10, 00099 Helsingin Kaupunki. Muistio sisäiseen käyttöön.

Lakervi E. & Holmes E. J. 1995. Electricity Distribution Network Design. 2nd Edition. Institution of Electrical Engineers, London, United Kingdom. 235 s. [Viitattu 25.5.2011]. Saatavissa: [http://books.google.com/books/about/Electricity\\_distribution\\_network\\_design.html?id=HMLBEXay1DUC](http://books.google.com/books/about/Electricity_distribution_network_design.html?id=HMLBEXay1DUC)

Huusko, M. 2009. Etäluennan Tuntimittautietojen Hyödyntäminen Sähkönjakeluverkon Suunnittelussa. Diplomityö. Aalto-yliopisto, Teknillinen korkeakoulu. 2009. 77 s

Ilmatieteenlaitos. 2011. Helsingin lämmöntarveluvut 1971-2011. Saatavissa: Helen Sähköverkko Oy:n Generis-tietojärjestelmässä

Jolliffe, I.T. 2002. Principal Component Analysis. Series: Springer Series in Statistics, 2nd ed., Springer, NY, 2002, XXIX. ISBN 978-0-387-95442-4

Kaufman, L. & Rousseeuw, P. J. 1990. Finding Groups in Data: An Introduction to Cluster Analysis. JohnWiley & Sons. New York.

Kaartio, T. 2010. Alueellisen Sähkönkuorman Ennustamisen Kehittäminen. Diplomityö. Aalto-yliopisto, Teknillinen korkeakoulu, sähkötekniikan Laitos. 10.5.2010. 8 + 107 s

Koivisto, M. 2010. Tuntimittausdatan käyttö sähkökuorman ennustamisessa. Diplomityö. Aalto-yliopisto, Teknillinen korkeakoulu, sähkötekniikan Laitos. 3.5.2010. 87 s.

Koivisto, M. Assistentti. 2011. Aalto-yliopiston sähkötekniikan korkeakoulu, Sähkötekniikan laitos. Aalto-yliopisto, 00076 Aalto. Haastattelu: 11.7.2011

Kolehmainen, M & Räisänen, T. 2009. Feature-Based Clustering for Electricity Use Time Series Data. ICANNGA 2009, LNCS 5495, SS. 401-412, 2009. Springer-Verlag Berlin Heidelberg

Kolehmainen, M. & Saarenpää, J. & Niska, H. & Tiirikainen, J. 2011. Itä-Suomen yliopisto, Kuopion yliopisto, Ympäristötieteiden laitos, Ympäristöinformatiikka, PL 1627, 70211 Kuopio. SGEM WP 6.10 & WP6.11 yhteistyöpäivä 1.6.2011

Koreneff, G. 2010. Kuormituskäyrien hyödyntäminen tulevaisuudessa. Valtion Teknillinen Tutkimuskeskus. Espoo. VTT-R-07496-10. 38 s. [Viitattu 3.7.2011]. Saatavissa: <http://www.vtt.fi/inf/julkaisut/muut/2010/VTT-R-07496-10.pdf>

M/441 EN. 2009. Standardisation mandate to CEN, CENELEC and ETSI in the field of measuring instruments for development of an open architecture for utility meters involving communication protocols enabling interoperability. European Commission, Enterprise and Industry Directorate-General. 12.3.2009. 4s. [Viitattu 9.6.2011]. Saatavissa: <http://www.cen.eu/cen/Sectors/Sectors/Measurement/Documents/M441.pdf>

Malmi, I. & Tallgren, M. 2004. Kiinteistötietojärjestelmän uudistus ihan oikeasti toteutumassa. Maankäyttö. 2/2004. S. 34-36. [Viitattu 29.6.2011]. Saatavissa: [http://www.maankaytto.fi/arkisto/mk204/mk204\\_93\\_tallgren.pdf](http://www.maankaytto.fi/arkisto/mk204/mk204_93_tallgren.pdf)

McQueen, J.B. 1967. Some methods for classification and analysis of multivariate observations. Proceedings of the Fifth Berkeley Symposium on Mathematical Statistics and Probability, S: 281–297.

Mellin, I. 2004. Pääkomponenttianalyysi. Tilastolliset monimuuttujamenetelmät opetusmoniste. Aalto-yliopisto, Systemi analyysin laboratorio, PL 00076 Aalto. [Viitattu 15.7.2011]. Saatavissa: [http://www.sal.tkk.fi/vanhat\\_sivut/Opinnot/Mat-2.112/pdf/PCOMP10.pdf](http://www.sal.tkk.fi/vanhat_sivut/Opinnot/Mat-2.112/pdf/PCOMP10.pdf)



Mutanen, A. 2010. Customer classification and load profiling based on AMR measurements. Tutkimusraportti. Tampereen Teknillinen Yliopisto. Tampere 2010. 37 s.

Palola, J. Tutkimus- ja kehityspäällikkö. Sähköisen liikenteen kehitysnäkymä 2011 Helsingissä. Lehdistötilaisuus. Helsinki. 23.3.2011.

Rigollier, C. Bauer, O. Wald, L. 2010. On the clear sky model of the ESRA - European Solar Radiation Atlas with respect to the Heliosat method. Solar Energy, 68(1), 33-48. 41 s. [Viitattu 15.8.2011]. Saatavissa: [http://hal.archives-ouvertes.fr/docs/00/36/13/73/PDF/2000\\_SE\\_Rigollier.pdf](http://hal.archives-ouvertes.fr/docs/00/36/13/73/PDF/2000_SE_Rigollier.pdf)

Rimali, V. & Heine, P. & Hyvärinen, M. & Koivisto, M. & Lehtonen, M. 2011. Development of Spatial Load Forecasting Utilizing AMR Measurements. 28.2.2011. SGEM Work Package 1.4. Report. Helen Sähköverkko Oy & Aalto-yliopiston sähkötekniikan korkeakoulu. 73 s.

Rouhiainen, V. 2010. Energiateollisuus ry:n sähkönmyyjän raportti asiakkaiden energiankäytöstä. Energiateollisuus ry:n, Motiva Oy:n ja Työ- ja elinkeinoministeriön yhteishanke. Toteuttaja Adato Energia Oy. 9.6.2010. [Viitattu: 5.8.2011]. Saatavissa: [http://www.energia.fi/content/root%20content/energiateollisuus/fi/ymp%c3%a4rist%c3%b6%20ja%20energians%c3%a4%c3%a4st%c3%b6/energiatehokkuus/kirjasto/liitteet/s%c3%a4hk%c3%b6n%20k%c3%a4ytt%c3%b6raportti\\_loppuraportti\\_20100609.pdf?SectionUri=%2ffi%2fymparisto%2fenergiatehokkuus%2fkirjasto](http://www.energia.fi/content/root%20content/energiateollisuus/fi/ymp%c3%a4rist%c3%b6%20ja%20energians%c3%a4%c3%a4st%c3%b6/energiatehokkuus/kirjasto/liitteet/s%c3%a4hk%c3%b6n%20k%c3%a4ytt%c3%b6raportti_loppuraportti_20100609.pdf?SectionUri=%2ffi%2fymparisto%2fenergiatehokkuus%2fkirjasto)

Sarvaranta, A. 2010. Älykkäät sähköverkot ja niiden kehitys Euroopan unionissa ja Suomessa. Energiateollisuus ry:n teettämä selvitys älykkäistä sähköverkoista. 13.10.2010. 79 s.

SLY. 1992. Sähkön käytön kuormitustutkimus 1992. Suomen sähkölaitosyhdistys ry (SLY). Helsinki. Julkaisusarja 5/92.

Seppälä, A. 1996. Load research and load estimation in electricity distribution. Väitöskirja. VTT Energy. Helsinki. 1996. 137 s. ISBN 951-38-4947-3. [Viitattu 22.5.2011]. Saatavissa: <http://www.vtt.fi/inf/pdf/publications/1996/P289.pdf>

Valtari, J. 2011. Developing smart grids and energy markets. SGEM Factsheet March 2011. CLEEN Oy. PL 10, 00131 Helsinki. [Viitattu 6.8.2011]. Saatavissa: [http://www.CLEEN.fi/home/sites/www.CLEEN.fi/home/files/SGEM\\_Factsheet\\_March\\_2011\\_1.pdf](http://www.CLEEN.fi/home/sites/www.CLEEN.fi/home/files/SGEM_Factsheet_March_2011_1.pdf)

Valtioneuvosto. 2009. Valtioneuvoston asetus sähköntoimitusten selvityksestä ja mittauksesta. 66/2009. 5.2.2009. [Viitattu 9. 6.2011]. Saatavissa: <http://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2009/20090066>

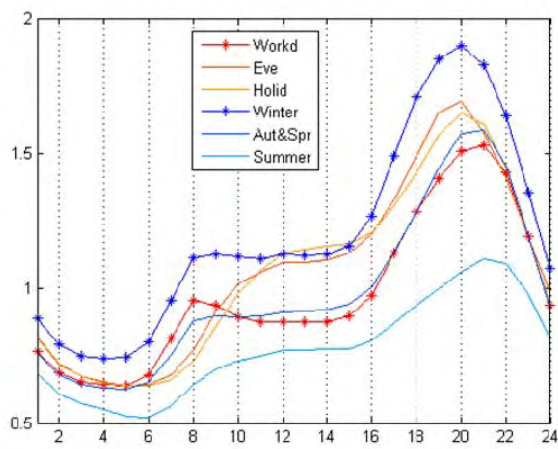
Valtonen, P. & Honkapuro, S. 2010. Aggregaattoritoiminnan ja -palveluiden toteutettavuus Suomessa. Lappeenrannan Teknillinen Yliopisto. Raportti. 47 s.

Wang, X & Smith, K & Hyndman, R. 2006. Characteristic-Based Clustering for Time Series Data. Data Mining and Knowledge Discovery 13, 335-364

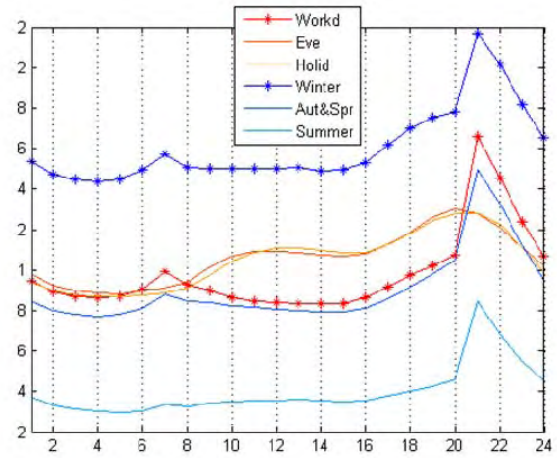
Willis, H. L. 2002. Spatial Electric Load Forecasting, Marcel Dekker, Inc. Note: 2nd Edition. 748 s.

Willmot, C. 1982. Some Comments on the Evaluation of Model Performance. Bulletin of American Meteorological Society 63, 1309-1313

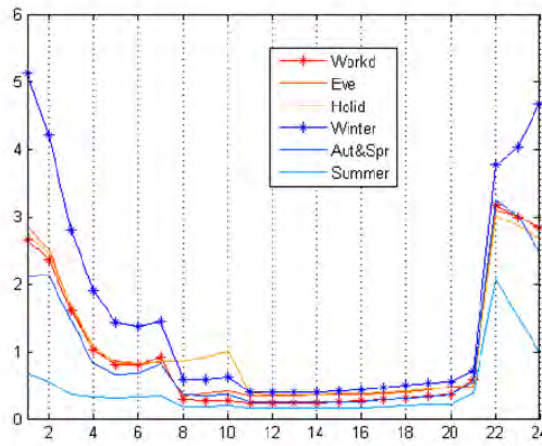
## Liite A



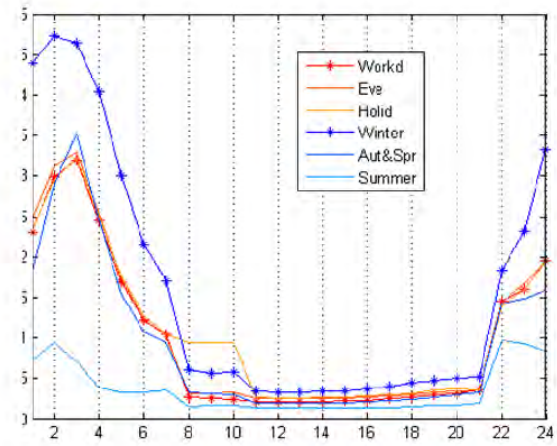
a) Muu lämmitys



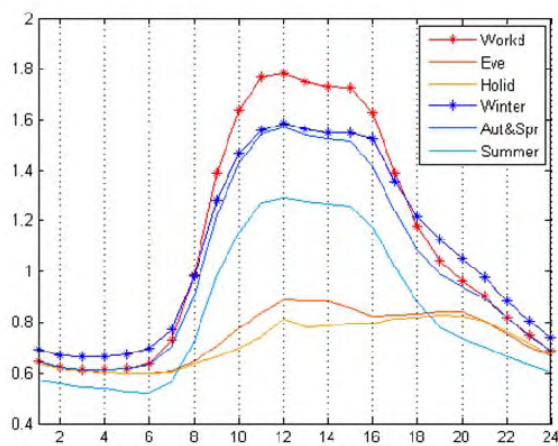
b) Suora sähkölämmitys



c) Varaava sähkölämmitys (kello 22)

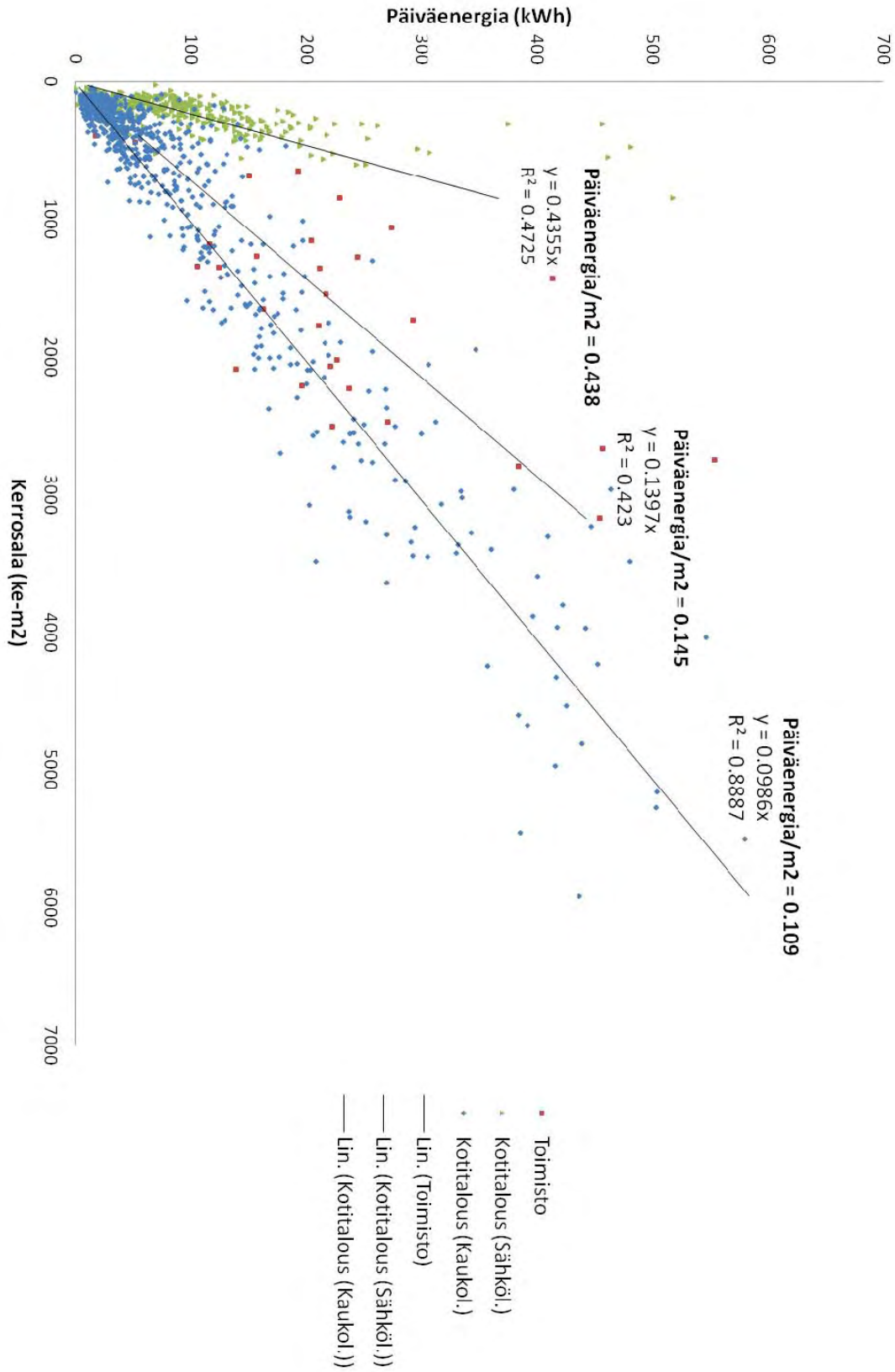


d) Varaava sähkölämmitys (kello 02)

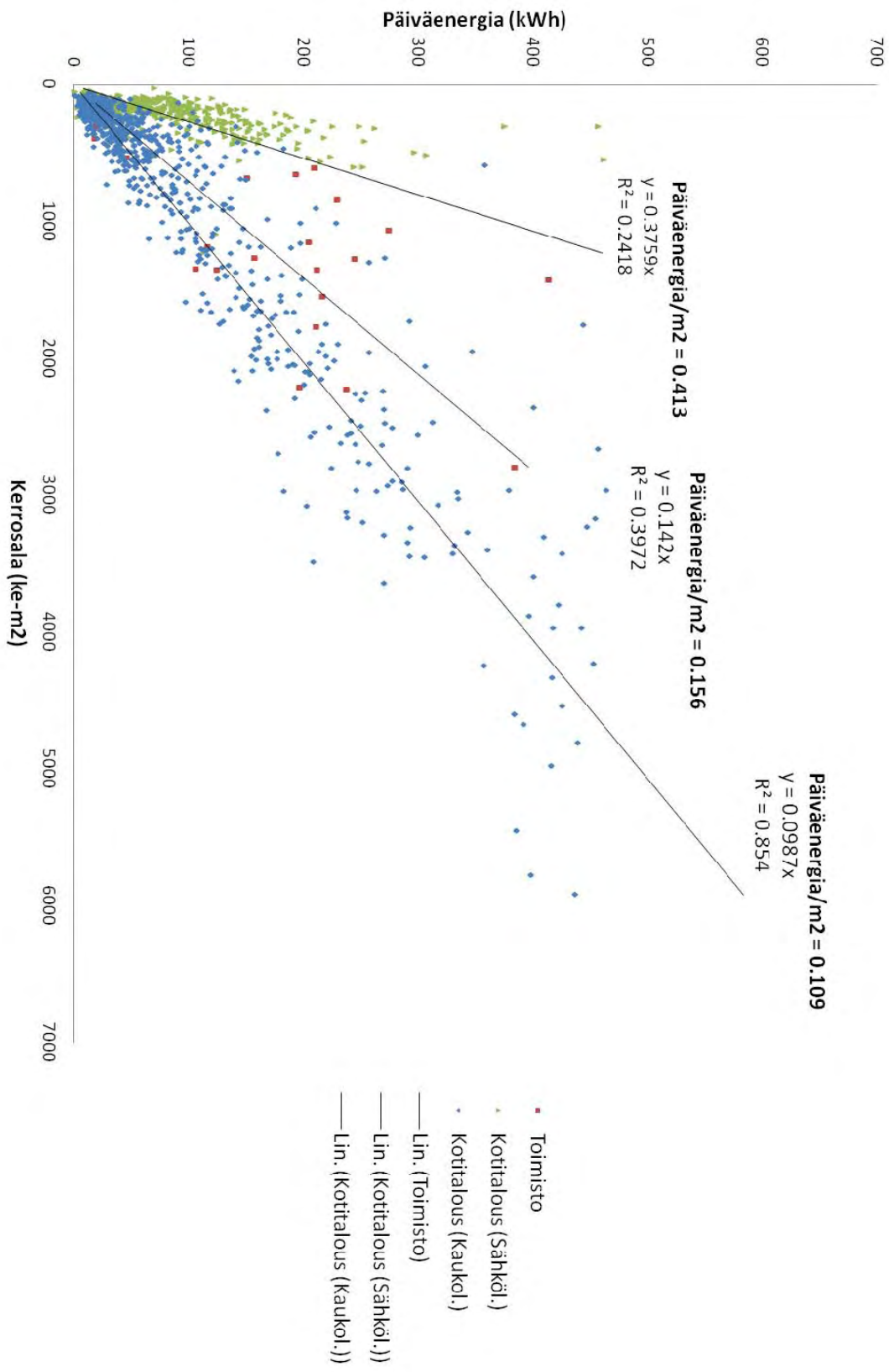


e) Toimisto

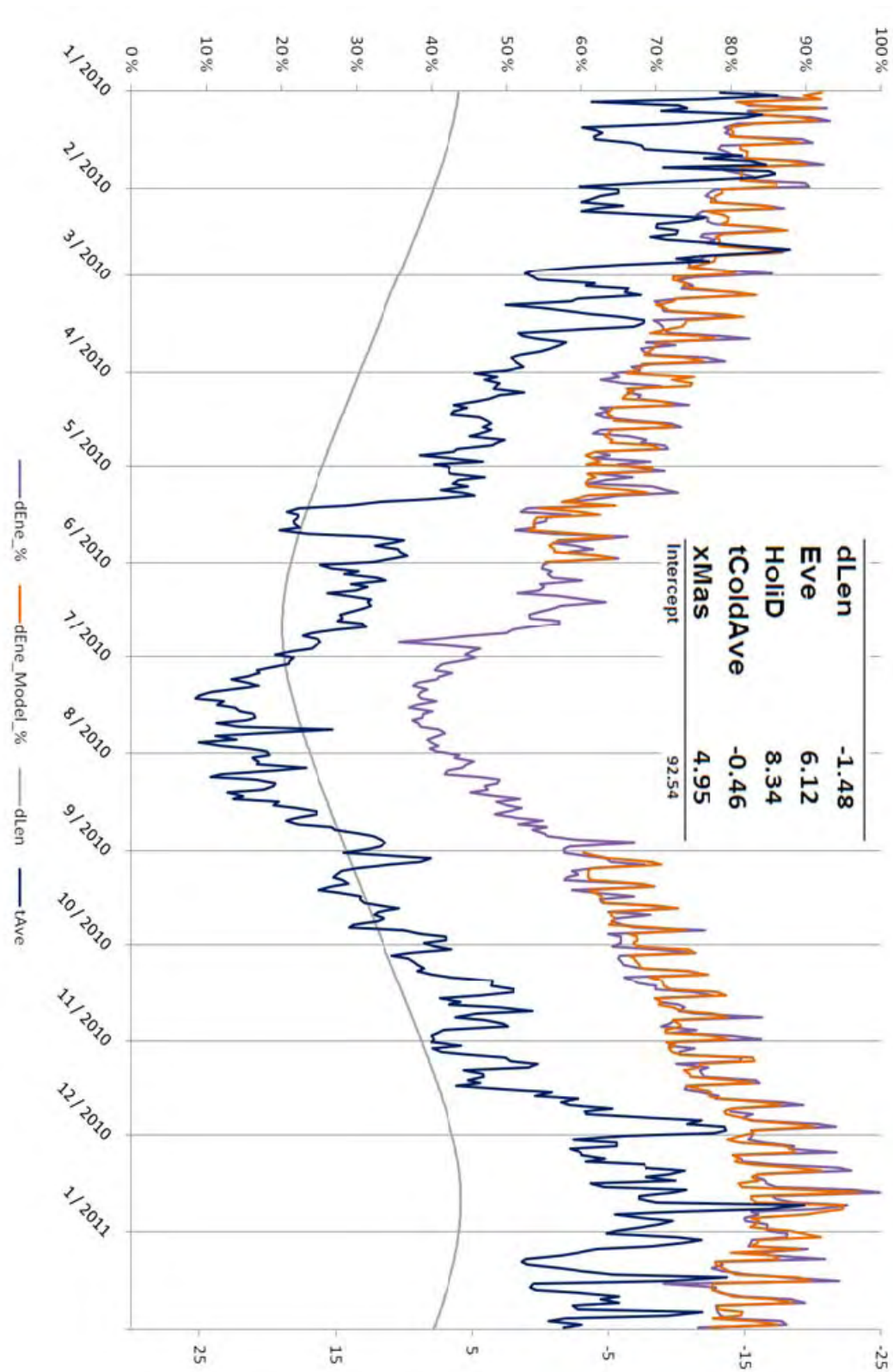
Liite B



Liite C

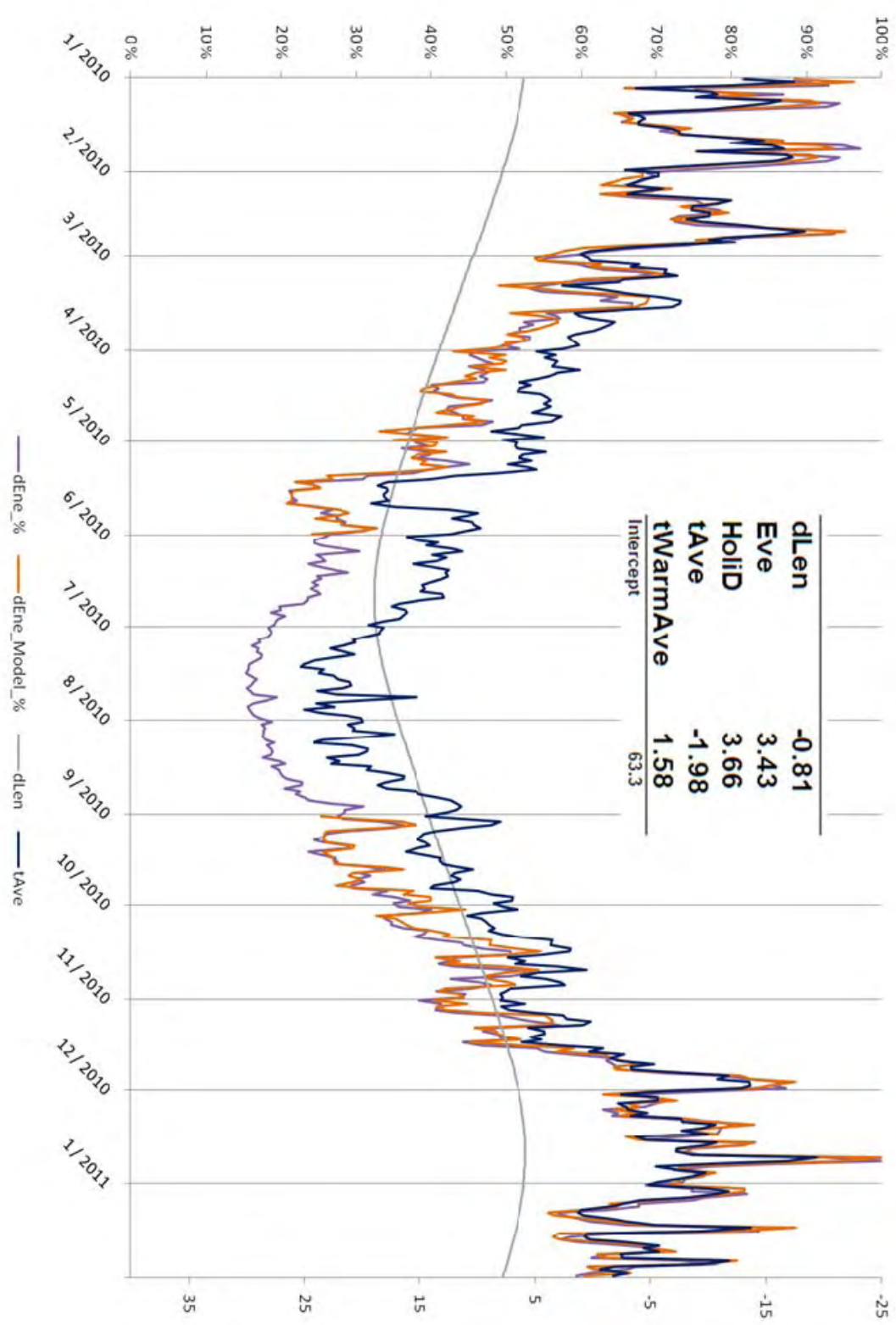


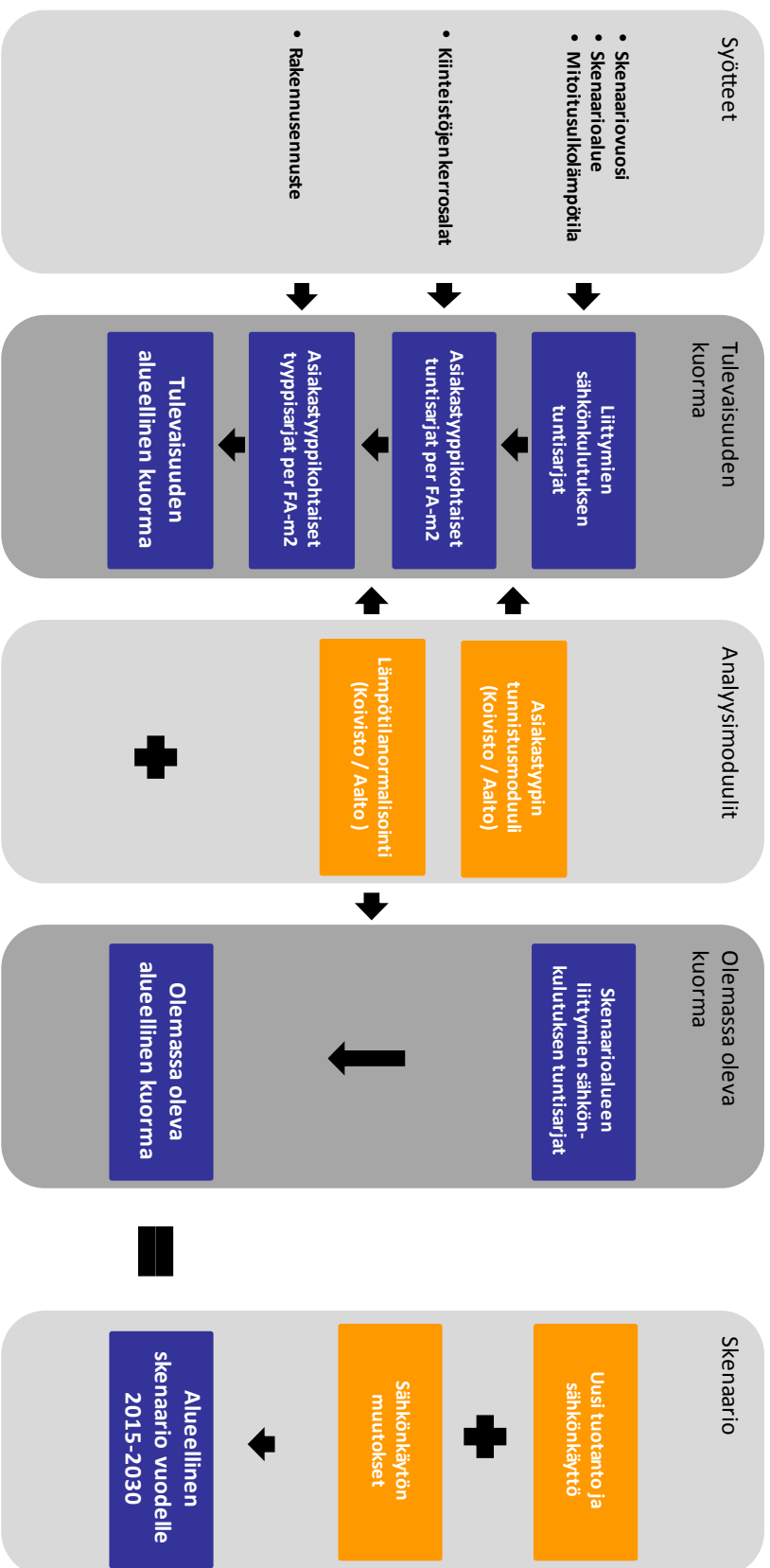
Liite D





Liite E

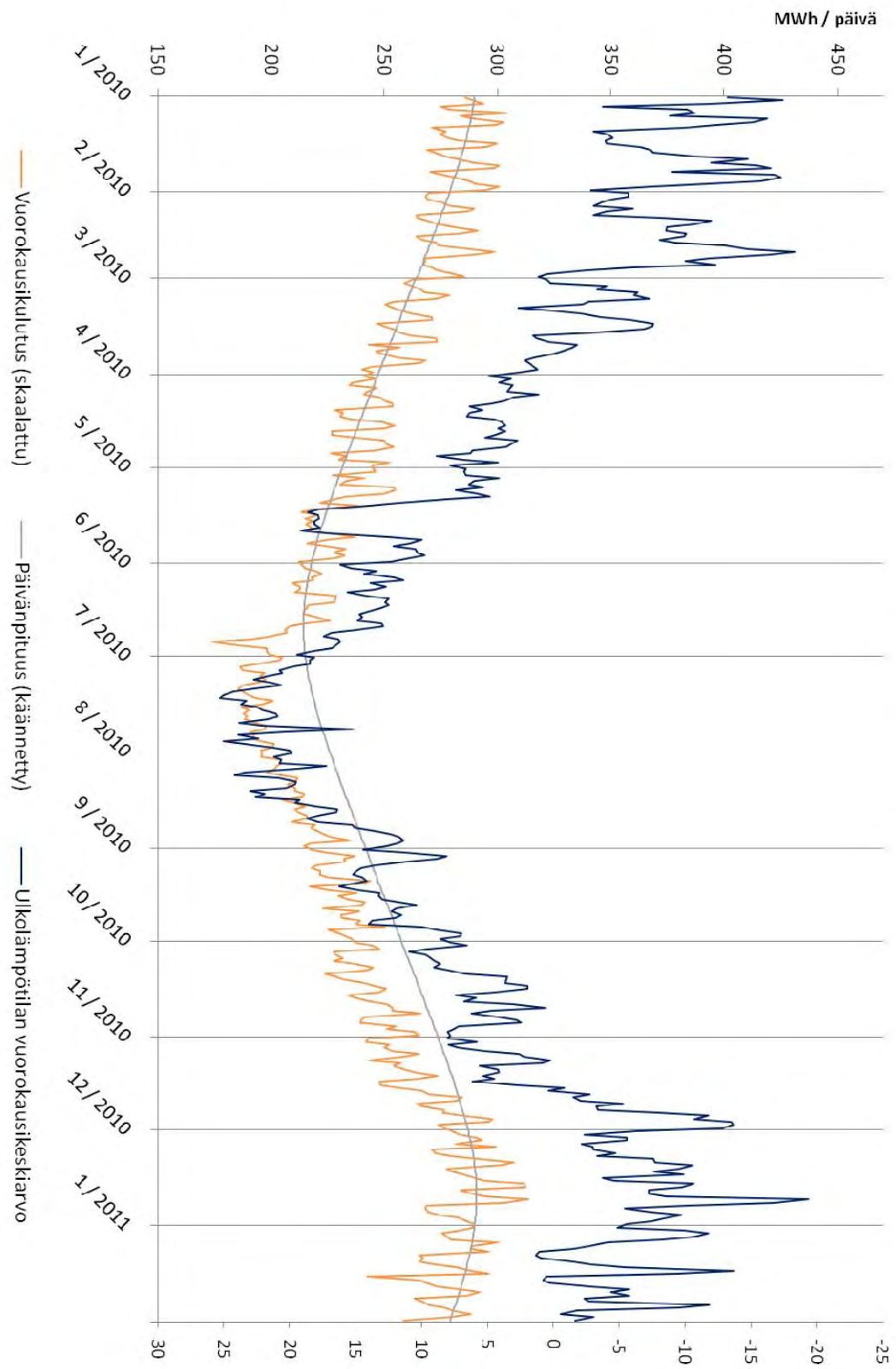




**Liite F**



## Liite G



## Liite H

